

RECCS

Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energie- technologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)



Projekttitle

„Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien“



IMPRESSUM

Herausgeber:

Bundesministerium für Umwelt , Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Inhaltliche Bearbeitung:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI)

Dr.-Ing. Manfred Fischedick (Projektkoordination)

Dipl. Umweltwiss. Andrea Esken

Soz.-Wiss. Andreas Pastowski

Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer

Dipl.-Biol. MSc. Umwelttechnik Nikolaus Supersberger

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Technische Thermodynamik

Dr. Joachim Nitsch

Dr. Peter Viebahn

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW)

Dr. Andreas Bandi

Dr. Ulrich Zuberbühler

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)

Dr. Ottmar Edenhofer

Grafik, Satz, Gestaltung: VisLab, Wuppertal Institut

Druck: Offset Company, Wuppertal

Stand: Dezember 2007

Download: www.bmu.de
www.wupperinst.org/ccs

Auflagenhöhe: Langfassung 1000 / Kurzfassung 1500

Druckfassung erhältlich beim BMU (Lang- und Kurzfassung)

Ansprechpartner:

Dr.-Ing. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Postfach 10 04 80
42004 Wuppertal

Tel.: 0202 2492-121

Fax: 0202 2492-198

E-Mail: manfred.fischedick@wupperinst.org

RECCS

Strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung

Diese Studie resultiert aus dem Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

„Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien“

© Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Grafik, Satz, Gestaltung: VisLab Wuppertal Institut

Druck: Offset Company, Wuppertal
auf 100 Prozent Recyclingpapier ÖkoArt matt

Gliederungsübersicht

Zusammenfassende Thesen

Zusammenfassung

I Einführung und Hintergründe

- 1 Ausgangssituation und Zielsetzung der Untersuchung
- 2 Terminologie
- 3 Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung

II Technologien und relevante Prozessketten

- 4 Übersicht über die CCS-Prozesskette
- 5 Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung
- 6 CO₂-Transport
- 7 CO₂-Speicherung
- 8 Zentrale Aspekte der CO₂-Transportinfrastruktur

III Vergleichende Analyse und Bewertung

- 9 Kriterien für eine vergleichend Bewertung von CCS
- 10 Ökobilanzen (LCA-Analyse) für ausgewählte CCS-Prozessketten
- 11 Weitere ökologische Bewertungsfaktoren für CCS
- 12 Entwicklung von Strom- und Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS
- 13 Weitere energiewirtschaftliche Kriterien

IV Systemanalytische Einordnung aus nationaler Sicht

- 14 Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von nationalen Szenarien

V Globale Aspekte

- 15 CCS im internationalen Kontext

Anhang

Literatur

Inhalt

Zusammenfassende Thesen	17
Zusammenfassung	23
23 Hintergrund und Einführung Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung Verfahren der CO ₂ -Abtrennung Verfahren für den CO ₂ -Transport Verfahren und Potenziale der CO ₂ -Speicherung Kriterien für eine systematische Bewertung der CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung Vergleichende Ökobilanzen Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS Ökonomischer Vergleich von CCS und regenerativen Energietechnologien Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem CCS in internationalem Kontext	 23 24 26 28 29 30 32 33 34 37
Kapitel 1	
Ausgangssituation und Zielsetzung der Untersuchung	39
Kapitel 2	
Terminologie	41
Kapitel 3	
Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung	42
3.1 Nicht-Regierungsorganisationen international und in Deutschland 3.2 Politische Parteien 3.3 Ministerien und Sachverständigenräte 3.3.1 BMWi 3.3.2 BMU und UBA 3.3.3 Gemeinsamer Bericht von BMWi, BMU, BMBF 3.3.4 Rat für nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung 3.3.5 WBGU 3.3.6 Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) 3.3.7 Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB) 3.4 Industrieverbände und Unternehmen	 44 45 46 46 46 47 47 47 47 47 48
Kapitel 4	
Übersicht über die CCS-Prozesskette	49
Kapitel 5	
Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung	52
5.1 Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO ₂ -Abtrennung 5.1.1 Kurz- bis mittelfristige Optionen 5.1.2 Langfristige Optionen 5.1.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachrüstung einer CO ₂ -Abtrennung am Kraftwerk	 52 58 61

5.2	Konzepte für einen Einstieg in die großtechnische Bereitstellung von H ₂	62
5.2.1	Großtechnische H ₂ -Herstellung heute (Dampfreformierung von Erdgas)	62
5.2.2	Möglichkeiten und Aufwand zur CO ₂ -Abtrennung (bei der H ₂ -Erzeugung)	62
5.2.3	Wasserstoffherstellung aus der Feststoffvergasung	63
5.2.4	CO ₂ -freie Konzepte zur H ₂ -Erzeugung	64
5.3	Lernkurven und mögliche Kostendegressionen	64
5.4	Relevante Technologien für Deutschland	65
Kapitel 6		
CO₂-Transport		66
6.1	Transport-Phasenzustand und Energieaufwand für Verdichtung und Transport	66
6.2	Transportoptionen	68
6.2.1	Pipelinetransport	68
6.2.2	Transport per Schiff	70
6.2.3	Transport per Bahn und Lkw	71
6.3	Transportkosten	71
Kapitel 7		
CO₂-Speicherung		76
7.1	Übersicht der Verfahren	76
7.2	Relevante Speicheroptionen und deren Potenziale	80
7.3	Bewertung der Speicheroptionen in Deutschland	84
Kapitel 8		
Zentrale Aspekte der CO₂-Transportinfrastruktur		87
8.1	Wechselbeziehung zwischen Energieverbrauch und Güterverkehr	87
8.2	Determinanten zusätzlicher Gütertransporte bei CCS	89
8.3	Technische Bedingungen des Transportes und Massenleistungsfähigkeit	91
8.4	Netzbildungsfähigkeit der Verkehrsträger	92
8.5	Folgerungen	96
8.6	Transport-Fallbeispiel für ein 700 MW-Steinkohlekraftwerk	99
Kapitel 9		
Kriterien für eine vergleichende Bewertung von CCS		100
Kapitel 10		
Ökobilanzen (Life Cycle Assessment) für ausgewählte CCS-Prozessketten		105
10.1	Methodische Vorgehensweise	105
10.1.1	Ziele der Ökobilanz	105
10.1.2	Methodik der Stoffstromnetze	106
10.1.3	Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz	107
10.1.4	Datenherkunft und -qualität	110
10.2	Exkurs Rechenmethodik – abgeschiedene vs. vermiedene Mengen an CO ₂	111
10.3	Anlagen und Verfahren zur konventionellen Stromerzeugung mit CCS	111
10.3.1	Referenzkraftwerke	111
10.3.2	Vorketten	113
10.3.3	CO ₂ -Abscheideverfahren	114
10.3.4	CO ₂ -Verflüssigung	116
10.3.5	Transport des CO ₂	116
10.3.6	CO ₂ -Speicherung	117

10.4	Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern	118
10.5	Einzelanalysen Stromerzeugungssysteme	118
10.5.1	Konventionelle Kraftwerke	118
10.5.2	Regenerative Kraftwerke	119
10.6	Vergleich der Stromerzeugungssysteme	120
10.6.1	Treibhausgase und kumulierter Energieaufwand	120
10.6.2	Weitere Wirkungskategorien	124
10.7	Sensitivitätsanalysen der Stromerzeugungssysteme	126
10.7.1	Sensitivitätsanalyse 1: Variation der Leckagerate	126
10.7.2	Sensitivitätsanalyse 2: Variation des Abscheidegrades (bei variablen Aufwendungen)	128
10.7.3	Sensitivitätsanalyse 3: Variation des Abscheidegrades (bei fixen Aufwendungen)	130
10.7.4	Sensitivitätsanalyse 4: Variation der Methan-Emissionen bei der Steinkohleförderung	131
10.8	Schlussfolgerungen Stromerzeugung	132
10.9	Anlagen und Verfahren zur konventionellen Wasserstoffherzeugung mit CCS	133
10.9.1	Referenzanlagen	133
10.9.2	Vorketten	134
10.9.3	CO ₂ -Abscheidung	134
10.9.4	CO ₂ -Verflüssigung	136
10.9.5	Transportszenarien CO ₂	136
10.9.6	CO ₂ -Speicherung	137
10.10	Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Energieträgern	137
10.10.1	Referenzanlagen	137
10.10.	Vorketten	137
10.11	Einzelanalysen Wasserstoffherzeugungssysteme	138
10.11.1	Konventionelle Anlagen	138
10.11.2	Regenerative Anlagen	139
10.12	Vergleich der Wasserstoffherzeugungssysteme	139
10.12.1	Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand	139
10.12.2	Weitere Wirkungskategorien	140
10.13	Schlussfolgerungen Wasserstoffherzeugung	140
Kapitel 11		
Weitere ökologische Bewertungsfaktoren für CCS		141
11.1	Abscheidung von CO ₂	141
11.2	Transport von CO ₂	141
11.3	Speicherung von CO ₂	143
11.4	Zusammenfassende vergleichende Darstellung	144
Kapitel 12		
Entwicklung von Strom- und Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS		149
12.1	Zukünftige Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung technologischer Entwicklungen, Brennstoffpreissteigerungen und Kosten für CO ₂ - Emissionszertifikate	149
12.1.1	Entwicklung von Preisen für Brennstoffe und CO ₂ -Emissionszertifikate	149
12.1.2	Eckdaten der Kostenbestimmung und Stromkosten im Jahr 2020	152
12.1.3	Stromgestehungskosten bei veränderten Technologieparametern und Brennstoffpreisen	156
12.1.4	Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von CO ₂	158
12.1.5	Kostenvergleich mit Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien	160

12.2	Kosten der Wasserstoffbereitstellung aus fossilen Quellen mit Rückhaltung von CO ₂	162
12.2.1	Wasserstoffherstellung mit CO ₂ -Abtrennung	162
12.2.2	Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von CO ₂	166
12.2.3	Kostenvergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen	166
Kapitel 13		
Weitere energiewirtschaftliche Kriterien		169
13.1	Gesellschaftliche Akzeptanz	169
13.2	Übertragbarkeit von Technologien auf Entwicklungsländer	169
13.3	Technologieführerschaft und Exportchancen	170
13.4	Importabhängigkeit	170
13.5	Sicherheitspolitische Implikationen	171
13.6	Anfälligkeit und Komplexität des Anlagenverbundes	171
13.7	Nutzungskonflikte	172
Kapitel 14		
Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von nationalen Szenarien		173
14.1	Umfeld für die energiewirtschaftliche Relevanz von CCS	173
14.1.1	Generelle Einflussgrößen für CCS	173
14.1.2	Einflussgröße Nachrüstung von Kraftwerken	175
14.1.3	Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen	177
14.2	CCS in ausgewählten nationalen Klimaschutzszenarien aus der Literatur	180
14.3	Strategische Bedeutung von CCS auf Basis eigener Szenarioanalysen	181
14.3.1	Storylines für politikrelevante CCS-Szenarien	181
14.3.2	Definition und Eckdaten der Szenarien	183
14.3.3	Szenarien-Entwicklung von CCS-Technologien im Stromsektor	186
14.3.4	Szenarien-Entwicklung von CCS-Technologien im Wasserstoffsektor	191
14.4	Fazit der Szenarienanalyse für Deutschland	192
14.5	Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Länder	196
Kapitel 15		
CCS im internationalen Kontext		198
15.1	Die Bedeutung von CCS als Klimaschutzoption	198
15.2	CCS in einem Portfolio von Klimaschutzstrategien: Analyse von Unsicherheitsfaktoren	200
15.2.1	Die Kostensenkungspotenziale von CCS und Regenerativen Energien sowie die Diskontrate	200
15.2.2	Die Kosten der Exploration und Extraktion von fossilen Energieträgern	202
15.2.3	Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie	205
15.3	Anforderungen an einen institutionellen Rahmen für CCS	206
15.3.1	Die Basis eines institutionellen Rahmens: „Cap and trade“ versus Technologieprotokoll	206
15.3.2	Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte	207
15.3.3	Relevante ordnungsrechtliche Vorschriften in ausgewählten Staaten und der EU	208
15.3.4	CCS im Rahmen des Kyoto-Protokolls	209
15.3.5	Carbon Sequestration Bonds: Ein Vorschlag für die Regulierung der Verantwortung für CO ₂ -Speicherung	210
15.3.6	Die Rolle von Pilotprojekten: Ausgleich von Marktverzerrungen	212
15.3.7	CCS in der Kyoto-Architektur nach 2012: Eine mögliche Strategie für die EU	212

Anhang	215
Inhaltsverzeichnis (Anhang)	215
A.1 Stoffeigenschaften von CO ₂	217
A.2 CO ₂ -Trennverfahren (zu Kapitel 5)	217
A.2.1 Chemische/Physikalische Absorption	218
A.2.2 Adsorption an Festkörper	219
A.2.3 Tieftemperaturtechnik (Kryo-Technik)	220
A.2.4 Membranverfahren	220
A.2.5 Hochtemperaturverfahren	221
A.2.6 Fazit	221
A.3 CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht (zu Kap. 7)	222
A.3.1 Projekte innerhalb der EU	222
A.3.2 Internationale Aktivitäten und Politikstrategien	227
A.3.3 CCS-Projekte in Deutschland	232
A.4 Leitfragen für die Planung einer CO ₂ -Transportinfrastruktur (zu Kapitel 8)	233
A.5 Basisdaten für die Bilanzierung von Brennstoff- und CO ₂ -Massenströmen (zu Kapitel 10)	233
Literatur	237

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Eignung der verschiedenen Verkehrsträger für den CO ₂ -Transport und deren Charakteristika	27
Tabelle 2:	Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien	29
Tabelle 2-1:	Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO ₂ -Sequestrierung“	41
Tabelle 2-2:	Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO ₂ -Sequestrierung“	41
Tabelle 5-1:	Entwicklungsstand der CO ₂ -Abscheidungsverfahren	58
Tabelle 5-2:	Lernraten von Kapital und Betriebskosten von Kraftwerkstechnologien	64
Tabelle 6-1:	Kosten für Zwischenspeicher (Stahltank und Unterspeicherung)	71
Tabelle 6-2:	Transportkosten verschiedener „Kostenfenster“,	72
Tabelle 6-3:	Kosten für CO ₂ -Trennung, -Transport und -Speicherung in EUR pro Tonne	73
Tabelle 7-1:	Globale CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten	78
Tabelle 7-2:	Übersicht über die Einschätzung globaler CO ₂ -Speicherpotenziale	80
Tabelle 7-3:	Gesamteuropäische CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten	81
Tabelle 7-4:	CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland	82
Tabelle 7-5:	Bewertung geo-logischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien	85
Tabelle 8-1:	Für den Transportaufwand bei CCS relevante Faktoren	90
Tabelle 8-2:	Durch CCS zusätzlich induziertes jährliches Transportaufkommen bei der Strom- bzw. Wasserstoffproduktion	90
Tabelle 8-3:	Transportkapazitäten verschiedener Verkehrsträger	91

Tabelle 8-4:	Abschätzung der für CCS erforderlichen jährlichen beladenen Fahrzeugbewegungen bei einem 700 MW IGCC-Steinkohlekraftwerk	99
Tabelle: 9-1	Darstellung der Bewertungskriterien für verschiedene Optionen der CO ₂ -Vermeidung	102
Tabelle 10-1:	Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung	107
Tabelle 10-2:	Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung	108
Tabelle 10-3:	In dieser Studie berücksichtigte Wirkungskategorien und Bilanzparameter	110
Tabelle 10-4:	Datenherkunft der betrachteten Prozesse	110
Tabelle 10-5:	Grunddaten der fossilen Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO ₂ -Rückhaltung	112
Tabelle 10-6:	Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Referenzkraftwerke	112
Tabelle 10-7:	Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten	113
Tabelle 10-8:	Modellierte Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses	114
Tabelle 10-9:	Annahmen für Verbräuche und Emissionen bei der Modellierung des MEA-Abscheideprozesses	115
Tabelle 10-10:	CO ₂ -Transportszenarien für Kraftwerke	116
Tabelle 10-11:	Fernleitungs-Module in der ecoinvent-Datenbank	117
Tabelle 10-12:	Referenzkraftwerke erneuerbare Energien	117
Tabelle 10-13:	Sensitivitätsanalysen (Stromerzeugung)	126
Tabelle 10-14:	Methan-Emissionen der verwendeten Primärenergie-Vorketten	130
Tabelle 10-15:	Grunddaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sowie ihrer Kombination mit CO ₂ -Rückhaltung	133
Tabelle 10-16:	Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern	134
Tabelle 10-17:	Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten	134
Tabelle 10-18:	CO ₂ -Transportszenarien für Wasserstoff-Technologien	136
Tabelle 10-19:	Quellen der Ökobilanz-module zur Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern	137
Tabelle 10-20:	Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien	137
Tabelle 11-1:	Gesamtbewertung verschiedener Klimaschutzoptionen	145
Tabelle 12-1:	Brennstoffpreise für Kraftwerke in zwei Preispfaden („EWI 2005“ und „DLR 2005“) ohne und mit CO ₂ -Aufschlag in EUR-ct ₂₀₀₀ /kWh _{th} und in EUR ₂₀₀₀ /GJ	151
Tabelle 12-2:	Eckdaten für die Berechnung der Stromkosten fossiler Kraftwerke	152
Tabelle 12-3:	Kenndaten fossiler Kraftwerke <i>im Jahr 2020</i> und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (<i>ohne</i> Rückhaltung und Endlagerung von CO ₂); alle Kosten in EUR bzw. EUR-Cent (Geldwert 2000)	153
Tabelle 12-4:	Kenndaten fossiler Kraftwerke <i>im Jahr 2020</i> und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (mit Rückhaltung, <i>ohne</i> Transport und Endlagerung von CO ₂); alle Kosten in EUR bzw. EUR-ct (Geldwert 2000)	154
Tabelle 12-5:	Differenz der Kenndaten von Kraftwerken <i>mit</i> und <i>ohne</i> CO ₂ -Rückhaltung (<i>ohne</i> Transport und Endlagerung des CO ₂), alle Kosten in EUR bzw. EUR-ct (Geldwert 2000)	155
Tabelle 12-6:	Vergleich von „marktfähigen“ CCS-Kraftwerken (2020) mit „ausgereiften“ CCS-Kraftwerken (2040) und ihrer Referenzkraftwerke ohne CCS	156

Tabelle 12-7:	Stromgestehungskosten (EUR-ct ₂₀₀₀ /kWh _{el}) von neuen CCS-Kraftwerken <i>einschließlich</i> Transport und Speicherung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme für drei Preisszenarien und resultierende Mehrkosten gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CO ₂ -Rückhaltung	159
Tabelle 12-8:	CO ₂ -Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (<i>einschließlich</i> Transport und Speicherung) in EUR ₂₀₀₀ /t CO ₂ für verschiedene Brennstoffpreisszenarien und Inbetriebnahmezeitpunkte	159
Tabelle 12-9:	Verlauf der Stromkosten jeweiliger EE-Neuanlagen entsprechend des Szenarios NaturschutzPlus-neu (BMU 2005) mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten	160
Tabelle 12-10:	Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen	162
Tabelle 12-11:	Eckdaten für die Wasserstoff-erzeugung	163
Tabelle 12-12:	Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen auf fossiler Basis im Jahr 2020 und deren Gestehungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (<i>mit</i> Rückhaltung von CO ₂ , <i>ohne</i> Transport und Endlagerung); Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm ³)	164
Tabelle 12-13:	Differenz der Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen mit und ohne CO ₂ -Rückhaltung (<i>ohne</i> Transport und Endlagerung des CO ₂)	164
Tabelle 12-14:	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen <i>ohne</i> CO ₂ -Rückhaltung	165
Tabelle 12-15:	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen <i>mit</i> CO ₂ -Rückhaltung, <i>ohne</i> Transport und Endlagerung	166
Tabelle 12-16:	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen <i>mit</i> CO ₂ -Rückhaltung, <i>mit</i> Transport und Endlagerung	166
Tabelle 14-1:	Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS (Grundannahme: Verfügbarkeit ab 2020) und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Betrachtungsebene Deutschland)	178
Tabelle 14-2:	Demografische und ökonomische Eckdaten der Szenarien	183
Tabelle 14-3:	Primär- und Endenergieverbrauch sowie Bruttostromerzeugung der drei Szenarien, aufgeschlüsselt nach Energiequellen	184
Tabelle 14-4:	Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Stromerzeugung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE im Jahr 2050	190
Tabelle 14-5:	Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Wasserstoffbereitstellung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE für die Jahre 2030, 2040 und 2050	191
Tabelle 14-6:	CO ₂ -Emissionen in den Szenarien mit und ohne CCS-Technologien, abzuscheidende CO ₂ -Mengen und resultierender Mehrbedarf an Primärenergie	195

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Maßnahmen und Ziele der CO ₂ -Minderung im Kraftwerksbereich	25
Abbildung 2:	Verfahren der CO ₂ -Abscheidung im Kraftwerk	26
Abbildung 3:	Weltweit laufende Projekte zur CO ₂ -Speicherung	28
Abbildung 4:	Ökobilanz von fossilen Kraftwerken ohne und mit CCS (hier: Darstellung der Treibhausgase)	31

Abbildung 5:	Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich erneuerbare Energien und fortschrittlichen Konzepten unter Einschluss fossiler Energieträger	31
Abbildung 6:	Vergleich weiterer Wirkungskategorien für ein Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (Post Combustion)	32
Abbildung 7:	Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien sowie konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke ohne und mit CCS	34
Abbildung 7:	Heutige Primärenergiestruktur und Struktur in den Szenarien für das Jahr 2050	36
Abbildung 3-1:	Reduktionserfordernisse gegenüber dem Trend zur Stabilisierung der CO ₂ -Emissionen in den USA (DoE 2003)	42
Abbildung 3-2:	Treiber von CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung weltweit	43
Abbildung 4-1:	Gliederung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach Technologievarianten und Art der Brennstoffe bzw. Oxidationsmittel	50
Abbildung 4-2:	Gliederung der CO ₂ -Abscheideoptionen mittels physikalischer, chemischer bzw. Membran-Verfahren	50
Abbildung 4-3:	Prozesskette von der CO ₂ -Abtrennung bis zur Deponierung	51
Abbildung 5-1:	Maßnahmen und Ziele der CO ₂ -Minderung im Kraftwerksbereich	52
Abbildung 5-2:	Rauchgasentkarbonisierung mittels Aminwäsche	53
Abbildung 5-3:	Kohlestaubbefeuertes Kraftwerk mit CO ₂ -Wäsche	54
Abbildung 5-4:	IGCC-Kraftwerk mit CO-Shift und CO ₂ -Abtrennung (Rectisol-Wäsche)	55
Abbildung 5-5:	CO-Shift-Anlage zur Umwandlung von CO und H ₂ O in H ₂ und CO ₂	55
Abbildung 5-6:	NGCC-Kraftwerk mit H ₂ -Abtrennung durch Membran und Nachverbrennung des Retentats	56
Abbildung 5-7:	Physikalische Wäsche	56
Abbildung 5-8:	CO ₂ -Anreicherung mit Membrantechnik	56
Abbildung 5-9:	Das Oxyfuel-Verfahren (Verbrennung in reinem Sauerstoff)	57
Abbildung 5-10:	CO ₂ -Abscheidung in einer SOFC-Brennstoffzelle und WGSMR-Nachbrenner	59
Abbildung 5-11:	Der ZECA-Prozess	59
Abbildung 5-13:	Chemical Looping Combustion Process: Prinzip- und Fließbild	60
Abbildung 5-12:	Der AZEP-Prozess	60
Abbildung 5-14:	CO ₂ -Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle mit Gasturbine und Nachbrenner	61
Abbildung 5-15:	Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Dampfreformierung und CO ₂ -Abtrennung (MEA-Wäsche)	63
Abbildung 5-16:	Vereinfachtes Prozess-Fließbild zur Vergasung kohlenstoffhaltiger „Slurries“ für die H ₂ -Herstellung	63
Abbildung 6-1:	Spezifischer direkter und indirekter Energieverbrauch für Herstellung und Transport von Trockeneis (festes CO ₂) bzw. Pipelinetransport von flüssigem und gasförmigem CO ₂	66
Abbildung 6-2:	Aufteilung der Kosten für die CO ₂ -Verdichtung	67
Abbildung 6-3:	Kompressionskosten als Funktion der Kompressorleistung und -Auslastung	68

Abbildung 6-4:	Kosten- und Kapazitätsbereiche für verschiedene CO ₂ -Transportalternativen (250 km Entfernung)	71
Abbildung 6-5:	Akkumulierte Kosten für verschiedene Transportszenarien I bis VI	72
Abbildung 6-6:	Abschätzung der Transportkosten von 17 europäischen Fallstudien innerhalb des GESTCO-Projektes	73
Abbildung 6-7:	Mittlere Kosten für Trennung, Kompression, Transport und -Speicherung von CO ₂	74
Abbildung 6-8:	Verteilung der CCS-Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung von CO ₂	74
Abbildung 6-9:	Bandbreite der CO ₂ -Transportkosten für eine 250 km lange Onshore- bzw. Offshore-Pipeline als Funktion der Kapazität	75
Abbildung 7-1:	Verschiedene denkbare Optionen der CO ₂ -Speicherung	77
Abbildung 7-2:	Verteilung globaler CO ₂ -Speicherpotenziale für die Einschätzungen „low“, „best“ and „high“	80
Abbildung 7-3:	Vergleich zwischen potenziellen CO ₂ -Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland	83
Abbildung 7-4:	Kosten-Potenzial-Kurve für die drei in Deutschland relevanten Speichertechnologien	86
Abbildung 8-1:	Beispiel für ein mögliches CO ₂ -Transportszenario in NRW	88
Abbildung 8-2:	Elemente des CO ₂ -Transportsystem	89
Abbildung 8-3:	Eisenbahnnetz in Deutschland	93
Abbildung 8-4:	Binnenwasserstraßen des Bundes	94
Abbildung 8-5:	Verkehr auf den Binnenwasserstraßen des Bundes	95
Abbildung 8-6:	Verteilung von potenziellen CO ₂ -Speicherformationen	96
Abbildung 8-7:	CO ₂ -Quellen (Kraftwerke) und -Senken (Aquifere und Erdgaspeicher) und vorhandenes Erdgaspipelinennetz in Deutschland	97
Abbildung 9-1:	Unterschiedliche Entwicklungspfade der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ im Bereich Stromerzeugung für die Umsetzung engagierter Klimaschutzziele	100
Abbildung 9-2:	Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit	101
Abbildung 10-2:	Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO ₂ -Abscheidung)	106
Abbildung 10-1:	Modell eines „CO ₂ -freien“ Steinkohlekraftwerks in der Notation von Umberto®	106
Abbildung 10-3:	Dritte Netzwerkebene mit Subnetz T2 (CO ₂ -Abscheidung)	107
Abbildung 10-4:	Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung	108
Abbildung 10-5:	Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung	109
Abbildung 10-6:	Rechenmethodik hinsichtlich der abgeschiedenen und vermiedenen CO ₂ -Mengen am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks ohne und mit CCS (CC = nur „Carbon Capture“, noch kein Transport und Speicherung)	111
Abbildung 10-7:	Vergleich der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk ohne und mit CCS	118
Abbildung 10-8:	Vergleich der Anteile von Kraftwerk und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an Emissionen und kumulierten Energieverbrauch	119

Abbildung 10-9:	Vergleich der CO ₂ -Emissionen der fossilen Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	120
Abbildung 10-10:	Vergleich der CO ₂ -Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und fortschrittlichen Konzepten unter Einschluss fossiler Energieträger	120
Abbildung 10-11:	Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	121
Abbildung 10-12:	Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und fortschrittliche fossile KWK-Technologien	122
Abbildung 10-13:	Vergleich des Kumulierten Energieaufwandes der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	122
Abbildung 10-14:	Vergleich der <i>absoluten</i> CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)	123
Abbildung 10-15:	Vergleich der <i>relativen</i> CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk)	123
Abbildung 10-16:	Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Steinkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (Post-Combustion)	124
Abbildung 10-17:	Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (Post-Combustion)	124
Abbildung 10-18:	Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung in <i>relativer</i> Form für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk)	125
Abbildung 10-19:	Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 100 Jahre bei einer Leckagerate von 1 %/a	126
Abbildung 10-20:	Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über 40 000 Jahre bei einer Leckagerate von 0,01 %/a	127
Abbildung 10-21:	Entwicklung des Speicherinhalts am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 1 000 Jahre bei Leckagerate von 1 %/a bis 0,0001 %/a	127
Abbildung 10-22:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO ₂ -Leckageraten, dargestellt als mittelfristige (bis 10 000 Jahre in 1000-Jahres-Schritten) und langfristige Emissionen (>10 000 Jahren)	128
Abbildung 10-23:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO ₂ -Abscheidegraden und variablen Aufwendungen bei der Abscheidung	129
Abbildung 10-24:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO ₂ -Abscheidegraden und fixen Aufwendungen bei der Abscheidung	130
Abbildung 10-25:	Vergleich der Treibhausgase insgesamt bei verschiedenen Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette der fossilen Referenzkraftwerke	131
Abbildung 10-26:	Klassische Dampfreformierung, ergänzt um eine CO ₂ -Abscheidung mittels chemischer Wäsche (MEA-Lösung)	135

Abbildung 10-27:	Vergleich der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Steinkohle-Vergasung mittels IGCC ohne und mit CCS	138
Abbildung 10-28:	Vergleich der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Erdgas-Dampf-reformierung (ZSW- und DOE-Verfahren) ohne und mit CCS	139
Abbildung 10-29:	Vergleich der <i>absoluten</i> CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff	139
Abbildung 10-30:	Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff	140
Abbildung 11-1:	CO ₂ -Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten	142
Abbildung 12-1:	Entwicklung des realen (\$ ₂₀₀₀) und nominalen Ölpreises seit 1970	150
Abbildung 12-2:	Brennstoffpreise frei Kraftwerk (in \$ ₂₀₀₀ /GJ) für die Preisszenarien „DLR 2005“ (durchgezogene Linien) und „EWI 2005“	150
Abbildung 12-3:	Stromkosten neuer Kohlekraftwerke im jeweiligen Inbetrieb-nahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO ₂ -Aufschlägen	157
Abbildung 12-4:	Stromkosten neuer Erdgas-GuD und Steinkohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO ₂ -Aufschlägen	157
Abbildung 12-5:	CO ₂ -Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (<i>ohne</i> Transport und Speicherung von CO ₂) für den <i>Status 2020</i> (Referenz auch <i>Status 2040</i>) im Vergleich	158
Abbildung 12-6:	Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke und CCS-Kraftwerken. Brennstoffpreise nach „DLR 2005+CO ₂ -Aufschlag“ und für konventionelle Kraftwerke zum Vergleich nach „EWI 2005“	161
Abbildung 12-7:	Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen <i>ohne</i> Rückhaltung von CO ₂	165
Abbildung 12-8:	Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse und ungefähre Wasserstoffkosten beim Einsatz von Strom aus Wind (3 500–4 500 h/a), solarthermischen Kraftwerken (6 000–7 000 h/a; Stromkosten frei Grenze), sowie von Geothermie und Wasserkraft (8 000 h/a) für Zeitpunkte um 2020 bzw. 2040	167
Abbildung 12-9:	Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO ₂ -armen Anlagen auf der Basis von Erdgas und Steinkohle (8 000 h/a) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind bzw. aus Wasserkraft (heutige Wasserstoffkosten sind fossile Anlagen <i>ohne</i> CO ₂ -Rückhaltung).	167
Abbildung 13-1:	Erdgasimporteure Deutschlands	171
Abbildung 13-2:	Vorzuhaltende Reserveleistung als Funktion identisch großer Einzelblöcke P ₁ in einem virtuellen Kraftwerkspark mit 100 GW Leistung	172
Abbildung 14-1:	Wesentliche Einflussfaktoren auf das theoretische nachfrageseitige Speicherpotenzial bei der Stromerzeugung	174
Abbildung 14-2:	Verhältnis von Speicherbedarf und verfügbaren Speicherpotenzialen	174
Abbildung 14-3:	Resultierende statische Reichweite der Speicherverfügbarkeit für unterschiedliche Speicherszenarien	175

Abbildung 14-4:	Resultierende Emissionen von bestehenden und geplanten Kraftwerken im Vergleich zu verschiedenen Emissionspfaden	176
Abbildung 14-5:	Entwicklung der Nettostromerzeugung im 40-Prozent-CO ₂ -Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich	180
Abbildung 14-6:	Sektorale Aufteilung der CO ₂ -Reduktionen im 40-Prozent-CO ₂ -Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich	181
Abbildung 14-7:	Entwicklung der Primärenergieverbräuche in den drei Szenarien mit Darstellung der Anteile der Primärenergiearten Nuklear und Erneuerbar	1855
Abbildung 14-8:	Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“, differenziert nach (großen) Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken einschließlich dezentraler KWK-Anlagen (< 10 MW) und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030	186
Abbildung 14-9:	Entwicklung der installierten Leistung im Szenario CCSMAX , getrennt nach AltKraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne und mit CCS	187
Abbildung 14-10:	Entwicklung der installierten Leistung im Szenario BRIDGE , getrennt nach AltKraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS	187
Abbildung 14-11:	Entwicklung der installierten Leistung im Szenario NATP , getrennt nach Altanlagen, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS	188
Abbildung 14-12:	Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario CCSMAX	189
Abbildung 14-13:	Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario NATP	189
Abbildung 14-14:	Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario BRIDGE	189
Abbildung 14-15:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Strom-erzeugung in den Szenarien (gestrichelt = ohne CCS-Technologien; bei KWK-Stromerzeugung inkl. Gutschrift für Nutzwärmebereitstellung)	190
Abbildung 14-16:	Primärenergiestrukturen 2000 und 2005 und in den Szenarien für das Jahr 2050 mit Ausweisung der für die Herstellung von CCS-Wasserstoff erforderlichen Steinkohlemenge	192
Abbildung 14-17:	Entwicklung der Primärenergiestruktur in den Szenarien CCSMAX und NATP	193
Abbildung 14-18:	Verlauf der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in den Szenarien CCSMAX, BRIDGE und NATP bis 2050 (gestrichelt = CCSMAX bzw. BRIDGE ohne CCS-Technologien)	194
Abbildung 15-1:	Kumulierte Menge anthropogener CO ₂ -Emissionen sowie des durch CCS gespeicherten CO ₂ in Abhängigkeit vom Stabilisierungsniveau der atmosphärischen CO ₂ -Konzentration (Referenz: ohne Stabilisierungsziel) in verschiedenen Modellen	198
Abbildung 15-2:	Diskontierte volkswirtschaftliche Kosten in Prozent des Weltsozialprodukts unter Berücksichtigung technologischen Fortschritts in verschiedenen Modellen, die technologische Lerneffekte endogen berücksichtigen	199
Abbildung 15-3:	Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Lernrate und den anfänglichen Investitionskosten der REG	200
Abbildung 15-4:	Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von Lernrate und floor costs	201

Abbildung 15-5:	Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Leckagerate und der Energy Penalty auf die optimale Menge des zu sequestrierenden CO ₂	201
Abbildung 15-6:	Rogner-Kurve: Grenzkosten der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion in stilisierter Form	203
Abbildung 15-7:	Kosten des Klimaschutzes als prozentualer Verlust vom Weltsozialprodukt in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4)	203
Abbildung 15-8:	Marginale Kosten (Grenzkosten) der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion für die im Text beschriebenen Szenarien	204
Abbildung 15-9:	Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4)	204
Abbildung 15-10:	Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie	205
Abbildung 15-11:	Diskontierte Konsumverluste in Prozent, die durch die Kosten des Klimaschutzes entstehen, in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie	205
Abbildung 15-12:	CO ₂ -Emissionspfade bei unterschiedlichen Zeitpunkten der Verfügbarkeit von CCS	205

Zusammenfassende Thesen

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung

- Der Klimaschutz stellt für die Fortentwicklung der CO₂-Abtrennung und -Speicherung den wichtigsten Beweggrund dar. Für einzelne Wirtschaftsbranchen ergeben sich darüber hinaus bereits heute wirtschaftliche Anreize zur Abtrennung von CO₂ (z.B. Enhanced Oil Recovery).
- Die Haltung der gesellschaftlichen Akteure gegenüber der Technologie ist nicht einheitlich. Vielfach wird CCS als eine mögliche Brücke in das Zeitalter regenerativer Energienutzung bezeichnet.
- Die Umweltverbände setzen auf eine prioritäre Weiterentwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien und die Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale. Die Speicherung von CO₂ im Meer wird von sämtlichen Umweltverbänden abgelehnt. Für alle Speicheroptionen wird ein hinreichender Nachweis der Langzeitstabilität eingefordert.

Verfahren der CO₂-Abtrennung

- Aus heutiger (technologischer) Sicht kommen kurz- bis mittelfristig drei Optionen zur CO₂-Abtrennung in Betracht. Die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen (Abtrennung *nach* der Verbrennung – Post Combustion) konventioneller Kraftwerke führt zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten, bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich und reduziert substanziell den Kraftwerkswirkungsgrad. Die Technik ist heute prinzipiell verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab.
- Die CO₂-Abtrennung *vor* der Verbrennung (Pre Combustion) in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC und Erdgas-GuD-Kraftwerke) ist im Vergleich zur CO₂-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Zur Implementierung der CO₂-Abtrennung besteht erheblicher Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf insbesondere hinsichtlich der Erhöhung der Verfügbarkeit auf für Kraftwerke übliche Maßstäbe.
- Das *Oxyfuel*-Verfahren (d.h. die Verbrennung mit reinem Sauerstoff) bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO₂-Abtrennung in Bezug auf die erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch auf die resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet.
- Für die Abtrennung am Kraftwerk sind heute erhebliche Mehrkosten zu veranschlagen. Nach vorliegenden Schätzungen liegen diese zwischen 35 und 50 EUR/Tonne CO₂. Mithilfe der Forschungs- und Demonstrationsvorhaben und weiterer technologischer Verbesserungen wird angestrebt, die Kosten auf unter 20 EUR/Tonne CO₂ zu senken.
- Neben der integrierten Neubauplanung eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung ist prinzipiell auch eine Nachrüstung möglich. Energiewirtschaftlich ist dies aufgrund des stark steigenden Eigenbedarfs nur bei solchen Kraftwerken sinnvoll, die über einen hinreichenden Ausgangswirkungsgrad verfügen. Technologisch steht für die Nachrüstung aus heutiger Sicht vor allem die Rauchgaswäsche zur Verfügung. Für heute in Planung befindliche Kraftwerke sollte erwogen werden, diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung) auszuführen.

Verfahren für den CO₂-Transport

- Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CCS-Einsatz in großem Maßstab lediglich die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker als relevante Transportoptionen in Betracht.
- Zu den entscheidenden Parametern gehören bei der Quellen-Senken-Beziehung insbesondere die Transportentfernung und -kapazität, aber auch die zeitliche Abstimmung bei der Projektierung, Genehmigung und Errichtung von Kraftwerken, Pipelines und CO₂-Speichern. Aufgrund der hohen Investitionsaufwendungen für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ist eine vorausschauende Planung und Abstimmung der unterschiedlichen Akteure notwendig.
- Sowohl Gaskonditionierung, d.h. CO₂-Verflüssigung durch Druckerhöhung (mit bis zu 3,5 Prozentpunkten Wirkungsgradverlust im Kraftwerk), als auch der anschließende CO₂-Transport selber benötigen einen nicht zu vernachlässigenden zusätzlichen Energiebedarf, welcher wiederum zusätzliche CO₂-Emissionen (und weitere THG- und Schadstoffemissionen) induziert.
- Die Bandbreite der Kostenabschätzung für den CO₂-Transport liegt – in Abhängigkeit von Transportentfernung und -kapazität – bei ca. 1 bis 10 EUR/Tonne (für Pipeline bzw. Schiffstransporte) und hat einen Kostenanteil von ca. 10 Prozent, bezogen auf die Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette (bestehend aus Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung).
- Im Verhältnis zu den sonstigen Infrastrukturkosten (Stromtransport, Brennstofflogistik) dürften die Aufwendungen für den CO₂-Transport für Standortentscheidungen von Kraftwerken eher von untergeordneter Bedeutung sein. Hierfür spricht auch, dass aus Akzeptanzgründen wohl vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten festgehalten werden dürfte.
- Bereits heute ist der Transport von Energieträgern (Öl, Ölprodukte und Kohle) für große Anteile am gesamten deutschen Güterverkehr verantwortlich. Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich dieses Transportaufkommen – induziert durch den Abtransport des CO₂ und durch den Antransport zusätzlicher Kohlemengen – in erheblichem Maße erhöhen. Dies gilt auch für das Risiko von Pipeline- bzw. Schiffsunfällen, auch wenn dieses relativ gesehen pro Schiff oder Kilometer Pipeline vergleichsweise gering ist.

Verfahren und Potenziale der CO₂-Speicherung

- Die Speichermöglichkeiten von CO₂ sind aus unterschiedlichen Gründen sowohl global als auch national begrenzt. Über die tatsächliche Höhe der vorliegenden Potenziale liegen aufgrund vielfacher Unsicherheiten derzeit noch sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Globale Schätzungen zeigen, dass die Potenziale durchaus beachtlich sind, eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems mit der CO₂-Speicherung allein aber mit Sicherheit nicht zu erreichen ist.
- Für Deutschland kommt aus ökologischen, kapazitären und ökonomischen Gründen nur die geologische Speicherung in leeren Gasfeldern und tiefliegenden Aquiferen in Frage. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Energiemehrbedarfs von 30 Prozent und unter Einbeziehung lediglich der großen Punktquellen des Landes ermittelt sich hieraus eine statische Reichweite zwischen 30 und 60 Jahren.
- Für die Akzeptanz der Untergrundspeicherung ist die Gewährleistung sehr niedriger Leckageraten essentiell. Ein entsprechender Nachweis ist nachvollziehbar zu führen.

- Bisher liegen noch keine hinreichenden Erkenntnisse über das Verhalten von CO₂ in Untergrundspeichern vor. Laufende Forschungsarbeiten sollen den Kenntnisstand über Bohr- und Injektionsverfahren, über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden deutlich verbessern helfen.

Vergleichende Ökobilanzen

- Aus ganzheitlicher Perspektive sind die Begriffe *CO₂-freie* Stromerzeugung bzw. Wasserstoffbereitstellung irreführend. Unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozesskette ermittelt sich bei heute üblichen Annahmen für die erreichbaren Abscheidegrade von CO₂ am Kraftwerk (minus 88 Prozent bei Post-Combustion bzw. Pre-Combustion) ein Netto-CO₂-Reduktionspotenzial zwischen 72 und 78 Prozent. Erweitert man die Betrachtung auf die gesamte Palette der Treibhausgase, reduziert sich der Minderungsbeitrag gegenüber dem Kraftwerk ohne Abtrennung auf lediglich 67 bis max. 78 Prozent. Höhere (mit dem Oxyfuel-Verfahren erreichbare) CO₂-Abscheideraten von bis zu 99,5 Prozent erlauben für ein Steinkohlekraftwerk eine Netto-CO₂-Reduktion von 90 Prozent bzw. eine Netto-Treibhausgas-Reduktion von 78 Prozent.
- Vor diesem Hintergrund ist eher von einer *CO₂-armen* Stromerzeugung zu sprechen. So liegen die CO₂-Emissionen des aus Klimaschutzsicht „besten“ fossilen Kraftwerks ohne CO₂-Abtrennung (Erdgas-GuD-Kraftwerk) „nur“ um rund 50 Prozent über denjenigen des „schlechtesten“ CCS-Kraftwerks (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit Post Combustion).
- Der erhöhte Brennstoffmehraufwand der CO₂-Abtrennung und -Speicherung führt grundsätzlich zu einer proportionalen Verschlechterung der Bilanz in den anderen Wirkungskategorien. Da jedoch bei der *Post Combustion* gleichzeitig Emissionen durch Reaktion mit dem Lösemittel vermindert werden, ist hier ausnahmsweise bei der Versauerung eine Reduktion um 10 Prozent zu verzeichnen. Die PM10-Äquivalente (Feinstäube) steigen nur um etwa 2 Prozent. Die Eutrophierung steigt dagegen um 36 Prozent und der Sommersmog um 94 Prozent an.
- Im Verhältnis zu CCS-Kraftwerken schneiden vergleichbare Großanlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien (z.B. solarthermische Kraftwerke, Offshore-Windenergieanlagen), über die gesamte Prozesskette betrachtet, in allen Wirkungskategorien deutlich besser ab. Bezieht man fortschrittliche Kraftwerkskonzepte basierend auf fossilen Energien mit ein, so liegen mit Erdgas-GuD (mit Wärmeauskopplung) und BHKW bereits auf dem Markt befindliche Technologien vor, die schon jetzt so umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS

- Neben der direkten oder indirekten (z.B. durch erhöhten Brennstoffaufwand induzierten) Beeinflussung des Landschaftsbildes und den negativen Folgen des erhöhten Transportaufkommens (von CO₂ und zusätzlichen Brennstoffen) ergeben sich die größten sonstigen ökologischen Auswirkungen durch eine potenzielle ungeplante Freisetzung des eingespeicherten CO₂ bzw. die direkte Beeinflussung der Speicherumgebung durch das eingelagerte CO₂ über den Zeitverlauf.
- Die verschiedenen CO₂-Speicheroptionen unterscheiden sich zum Teil erheblich voneinander in Bezug auf ökologische und sicherheitstechnische Aspekte. Geologische Speicher (z.B. saline Aquifere) gelten zwar als vergleichsweise langzeitstabil, jedoch bestehen noch erhebliche Unsicherheiten bezüglich des unterirdischen Ausbreitungsverhaltens des CO₂ und der damit verbundenen Folgen.
- Die Auswirkungen der CO₂-Speicherung auf marine Ökosysteme sind noch weitgehend unerforscht. Die erwartbaren Risiken sind aber derart groß, dass die meisten Länder diesen Speicherpfad inklusive seiner weiteren Erforschung ausschließen.

Ökonomischer Vergleich von CCS und erneuerbaren Energietechnologien

- Mit Blick auf die Stromgestehungskosten ist bei einem Vergleich zwischen CCS und erneuerbaren Energien ein genereller struktureller Unterschied zu beachten. Während in beiden Technologiebereichen noch deutliche bis sehr deutliche Kostendegressions- und Lerneffekte zu erwarten sind, werden diese bei CCS durch im Trend weitere Brennstoffpreissteigerungen überlagert. Dies wirkt sich insbesondere bei CCS-Kraftwerken auf Erdgasbasis spürbar aus.
- Aus heutiger Sicht kann davon ausgegangen werden, dass sich mit der Einführung von CCS bereits viel früher eine Konkurrenzfähigkeit zwischen erneuerbaren Energien und der fossilen Stromerzeugung einstellen wird. Schon im Jahr 2020, dem Jahr der voraussichtlich frühesten kommerziellen Verfügbarkeit der CCS-Technologie, dürfte eine Reihe von erneuerbaren Energietechnologien zu vergleichbaren oder günstigeren Konditionen Strom anbieten können, als dies über fossile Kraftwerke der Fall ist. Längerfristig ist zu erwarten, dass erneuerbare Energien wegen der Unabhängigkeit von Brennstoffpreisschwankungen erhebliche Vorteile haben.
- Die relative Wirtschaftlichkeit von CCS und erneuerbaren Energien ist aus heutiger Sicht mit vielfältigen Unsicherheiten verbunden. Die o.g. Einschätzungen für die erneuerbaren Energien gehen von einer weltweit dynamischen Marktentwicklung aus, so dass über Massenfertigung und Lernkurveneffekte ganz erhebliche Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden können.
- Bei der Wasserstoffbereitstellung ist dagegen auf absehbare Zeit nicht zu erwarten, dass Wasserstoff aus erneuerbaren Energien mit dem fossilen Produktionspfad (unter Einschluss von CCS) konkurrieren können. Unabhängig davon dürfte Wasserstoff energiewirtschaftlich aber schon aufgrund der generell hohen Kosten und den mit seiner Einführung verbundenen erheblichen infrastrukturellen Herausforderungen erst in einigen Dekaden eine Bedeutung zukommen. Prinzipiell stellt diese Option aber ein interessantes Strategieelement für den heutzutage noch weitgehend von Öl abhängigen Verkehrssektor dar und könnte hier perspektivisch Biokraftstoffe als diversifizierendes Element ergänzen.

Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem

- Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie – entsprechend Szenario CCSMAX – stößt CCS an strukturelle und potenzialseitige Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien kommt für die gerade angelaufene erste Welle des Kraftwerkersatzprogramms zu spät und erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen und einen rasanten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.
- Setzt man in den nächsten 10 bis 15 Jahren politisch konsequent auf erneuerbare Energien und Effizienzsteigerungen, können die Umsetzung der Energieeinsparpotenziale und der sukzessive weitere Ausbau erneuerbarer Energien deutlich schneller Beiträge zum Klimaschutz leisten als CCS. Speziell die Erhöhung der Energieproduktivität ist darüber hinaus volkswirtschaftlich unmittelbar sinnvoll. Beide Strategieelemente sind zudem mit hohen Innovationsimpulsen für das Erschließen der wachsenden globalen Märkte verbunden. Deutliche Effizienzsteigerungen und der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sind vor diesem Hintergrund eine unbedingte Voraussetzung für einen wirksamen Klimaschutz. Hält man gemäß den Vorstellungen des Szenarios NaturschutzPlus (NATP) eine dauerhaft hohe Umsetzungsrate aufrecht, ist der Einsatz von CCS-Technologien für das Erfüllen auch engagierter Klimaschutzziele nicht zwingend erforderlich. Die in NATP beschriebene Strategie ist dabei mittel- bis langfristig auch die volkswirtschaftlich günstigste Strategie und sollte deshalb energiepolitisch angestrebt werden.

- Die Zeitspanne bis 2020 sollte genutzt werden, um die Entwicklungs- und Kostensenkungspotenziale von CCS-Technologien gründlich auszuloten und die Machbarkeit der Technologie zu demonstrieren. Im Erfolgsfall bietet CCS dann die Möglichkeit – entsprechend Szenario BRIDGE –, auch dann auf einen klimaschonenden Pfad einzuschwenken, wenn es nicht gelingen sollte, die ambitionierte Umsetzungsdynamik von Effizienzpotenzialen und erneuerbaren Energien dauerhaft aufrechtzuerhalten. Diese Konstellation kann angesichts der realen Interessenlagen im Energiebereich, insbesondere im globalen Kontext (wo Einsparbemühungen von erheblichen Wachstumstendenzen überlagert werden), durchaus eintreten.
- Die sukzessive Einführung von CCS nach 2020 (Verfügbarkeit geeigneter langzeitstabiler Speicher vorausgesetzt) könnte dann als begleitendes Element helfen, die dauerhaft erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten Ausbau der erneuerbaren Energien leichter durchzuhalten. Vor diesem Hintergrund könnte CCS eine Brückenfunktion zum Aufbau einer regenerativen Energiewirtschaft einnehmen und damit eine signifikante Bedeutung zukommen. Entsprechende weitere Entwicklungsanstrengungen für CCS erscheinen deshalb notwendig und mit Blick auf den internationalen Klimaschutz wohl auch unausweichlich. Dabei darf dies nicht zu Lasten der F&E-Anstrengungen im Bereich Effizienz und Erneuerbare Energien gehen.
- Es ist dabei insgesamt sicherzustellen, dass Maßnahmen zum Aufbau einer CCS-Infrastruktur kompatibel sind mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und dauerhafte strukturelle Festlegungen ebenso vermieden werden wie Nutzungskonkurrenzen (z.B. zur geothermischen Energiebereitstellung oder zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung).
- Schließt man CCS als Klimaschutzelement ein, muss bei den anstehenden Kraftwerksplanungen eine spätere Einbindung von CCS bereits heute mit erwogen werden. Überlegungen, Neuanlagen als so genannte „capture ready“ Anlagen auszuführen, gewinnen dabei erhebliche Bedeutung. Vorstellungen der EU, eine spätere Nachrüstbarkeit von neuen Kraftwerken möglicherweise mittelfristig zur Bedingung zu machen, bestärken dies.

CCS in internationalem Kontext

- Vor allem auf globaler Ebene könnte CCS neben erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz aus heutiger Sicht einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Unter plausiblen Annahmen könnte CCS auch zur Absenkung der volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes beitragen, wenn sich heutige Vorstellungen über ihre technologische Entwicklung, aber insbesondere ihre Kostensenkungspotenziale verwirklichen lassen. Die Stabilisierung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre bei 450 Parts per Million (ppm) scheint unter Einbeziehung von CCS in ein integriertes Gesamtkonzept bei vertretbaren ökonomischen Wachstumsverlusten möglich. Dies gilt insbesondere, wenn Investitionen in alternativ notwendige Anpassungsmaßnahmen an den drohenden Klimawandel berücksichtigt werden.
- CCS kann dementsprechend auch international eine „Brückenfunktion“ zukommen, um ein emissionsfreies Energiesystem zu verwirklichen. Diese Brückenfunktion kann CCS nur dann erfüllen, wenn die Technik rechtzeitig für einen großskaligen Einsatz zur Verfügung steht und die Kosten für die fossilen Energieträger gleichermaßen nicht zu stark ansteigen.
- Die Einführung von CCS im großen Maßstab setzt voraus, dass ein institutioneller Rahmen (möglichst auf internationaler Ebene) implementiert wird, der eine sinnvolle Regulierung der Verantwortung für Risiken aus CCS vornimmt (unter Berücksichtigung des Haftungs- und Verursacherprinzips) und beteiligten Akteuren einen Anreiz bietet, die Sicherheit der Speicherung zu gewährleisten.

- Für die Gestaltung eines solchen institutionellen Rahmens existieren erste plausible Vorschläge (z.B. Carbon Sequestration Bonds), die eine Einbettung in das bestehende Klimaschutzregime erlauben und durch den Einsatz von Marktinstrumenten die Öffentlichkeit in die Entscheidung über den Einsatz von CCS einbeziehen.
- Weiterer Forschungsbedarf, aber auch politischer Entscheidungsbedarf besteht bei der Entwicklung und Diskussion des institutionellen Rahmens, insbesondere der Einbindung in die Mechanismen der Klimarahmenkonvention, der Gestaltung von Haftungsmechanismen und der Implementierung ordnungsrechtlicher Schranken zur Begrenzung lokaler Risiken durch CCS.
- Für anstehende internationale Klimaschutzverhandlungen könnte CCS die Chancen verbessern, weitere Staaten (z.B. die USA, China) zur Übernahme fester Emissionsverpflichtungen zu bewegen, ermöglicht es diesen doch, an gewohnten Strukturen und der heimischen Primärenergiebasis festzuhalten.
- CCS kann letztlich schon aus potenzielseitigen Gründen (begrenzte Speicherpotenziale und Endlichkeit fossiler Energieressourcen) auch auf globaler Ebene den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die deutliche Steigerung der Energieeffizienz nicht ersetzen. CCS kann aber unter bestimmten Bedingungen den zur Verfügung stehenden Zeitrahmen für den notwendigen Umbau des Energiesystems bei gleichzeitigem Erreichen engagierter Klimaschutzziele verlängern helfen.

Zusammenfassung

Hintergrund und Einführung

In den vergangenen Jahren hat die Diskussion über die CO₂-Abtrennung und Speicherung (engl. Carbon Capture and Storage: CCS) vor dem Hintergrund der Erreichung der angestrebten Klimaschutzziele national wie global stark an Bedeutung gewonnen. Dies gilt umso mehr, als sich im Zuge stark steigender Gas- und Ölpreise und der sich zuspitzenden Debatte um die Energieversorgungssicherheit das energiewirtschaftliche Gewicht in Richtung einer stärkeren Kohlenutzung verschiebt. So basieren rund 60 Prozent der Kraftwerksleistung der aktuell bekannten Kraftwerksplanungen in Deutschland (je nach Quelle werden für das anstehende Kraftwerk ersatzprogrammierte Investitionen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 18 bis 25 Gigawatt genannt) auf dem Energieträger Kohle.

Die Technologie der CO₂-Abtrennung ist nicht grundsätzlich neu. Sie wird im industriellen Maßstab genutzt und kommt auch bei der Förderung von Erdöl (z.B. im Rahmen des so genannten Enhanced Oil Recovery zur Erhöhung der Ausbeuterate von Erdölfeldern) oder der Aufbereitung von Erdgas (Abtrennung des Begleitgases CO₂) heute schon kommerziell zum Einsatz. Für den Einsatz im Kraftwerksbereich oder für eine zentrale Wasserstoffbereitstellung mit in der Regel deutlich größeren Mengenströmen sind aber noch zahlreiche Fragen offen. Dies gilt auf verschiedenster Ebene auch für den Bereich des Transportes, der Ausgestaltungsmöglichkeiten einer CO₂-Infrastruktur und der Speicherung. In Demonstrationsanlagen (z.B. Vattenfall 30 MW_{th}-Pilotanlage „Schwarze Pumpe“ auf Basis des Oxyfuel-Prozesses, geplante Inbetriebnahme 2008) und ersten halbkommerziellen Testanlagen (Planungen der RWE Power AG, bis zum Jahr 2014 ein Kohlekraftwerk mit integrierter Vergasung, CO₂-Abscheidung und Speicherung mit einer Netto-Leistung von 360 MW_{el} zu errichten) sollen maßgebliche Fortschritte bei der Weiterentwicklung der Technologie im Kraftwerksmaßstab erreicht werden.

Die bisher in diesem Themenbereich vorliegenden Untersuchungen beschäftigen sich vorwiegend mit der technischen Machbarkeit des Konzepts der CO₂-Abtrennung und -Speicherung. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen über die gesamte Prozesskette (z.B. Energiebilanz, kumulierte Energieaufwendungen, Umweltwirkungen, Rohstoffeinsatz, Risiken und Kosten), wie sie für andere neue Energietechnologien – insbesondere die regenerativen Energien – heute selbstverständlich ist, liegt bisher nicht vor. Erst danach kann entschieden werden, wie umweltentlastend diese

Technologieoption wirklich ist, welche Vorzüge oder Nachteile sie gegenüber regenerativen Energien besitzt und welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsstruktur leisten kann. Die Einbeziehung der CO₂-Abtrennung und -Speicherung in die fossile Prozesskette ermöglicht dabei zum ersten Mal einen (aus klimapolitischer Sicht) „Vergleich auf gleicher Augenhöhe“ mit den regenerativen Energieträgern. Auf diesem Vergleich, der auf Basis eines umfangreichen Kriterienrasters durchgeführt wird, liegt der Fokus der durchgeführten Untersuchung. Ihm liegen folgende Leitfragen zugrunde:

- Wie sehen denkbare Pfade für die CO₂-Abtrennung und -Speicherung aus (Technologien, Infrastrukturen), und wie sind sie auf der Zeitachse einzuordnen (Entwicklungszeiträume)?
- Wie stellt sich die Ökobilanz dieser Prozessketten dar, und wie ist diesbezüglich die CO₂-arme fossile Stromerzeugung im Vergleich zu anderen CO₂-freien Optionen (insbesondere den regenerativen Energien) zu bewerten?
- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und -Speicherung für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen relevanten Optionen und wann leisten (systematischer Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologische Restriktionen usw.)?
- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und -Speicherung als mögliche Brücke in ein regeneratives Energiesystem auf nationaler respektive internationaler Ebene spielen?

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung

Für die Entwicklung von Technologien zur Abtrennung, zum Transport sowie zur Speicherung von CO₂ sind unterschiedliche Beweggründe maßgeblich. Neben dem Klimaschutz als der entscheidenden Motivation spielen auch Fragen der Versorgungssicherheit, technologische Aspekte, zum Teil aber auch bereits handfeste kommerzielle Gesichtspunkte (z.B. Maßnahmen im Bereich des Enhanced Oil Recovery in Ländern mit einer CO₂-Steuer wie Norwegen) eine entscheidende Rolle. Von besonderer Bedeutung ist die Technologie für die Weiterentwicklung der internationalen Klimaschutzabkommen. So gehören zu ihren Befürwortern vor allem auch jene Staaten, die bisher im internatio-

nalen Klimaschutzprozess eine eher ablehnende bzw. abwartende Haltung einnehmen, wie beispielsweise die USA. Die Weiterentwicklung von CCS hat die USA auch als wesentliche Aufgabe in die Asian Pacific Partnership (APP) eingebracht, die als eher technologieorientiertes Klimaschutzabkommen einen Gegenpol zum Kyoto-Protokoll darstellt.

Auf internationaler Ebene ist die CO₂-Abtrennung und -Speicherung nicht zuletzt deswegen Thema verschiedenster Netzwerke. Dies gilt z.B. für das Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), welches 2003 auf Initiative der USA gegründet wurde.

Die Haltung der gesellschaftlichen Akteure gegenüber CCS ist durchaus unterschiedlich. Die deutschen **Nicht-regierungsorganisationen** (NRO) im Umwelt- und Naturschutzbereich stimmen teilweise in ihren Einschätzungen und Forderungen gegenüber CCS überein. Übereinstimmende Positionen sind:

- die Speicherung von CO₂ in Ökosystemen – namentlich Ozeanen – wird abgelehnt,
- die Langzeitstabilität der Speichersysteme ist nachvollziehbar nachzuweisen und zu garantieren,
- die Weiterentwicklung von CCS darf nicht zu Lasten des F&E-Aufwandes bei den erneuerbaren Energien gehen,
- regenerative Energien und die rationellere Energienutzung sind der CO₂-Speicherung vorzuziehen, und deren Umsetzung ist zu forcieren.

Eine darüber hinausgehende einheitliche Positionierung auch im internationalen Umfeld besteht nicht. Die deutschen NRO stehen der Speicherung von CO₂ im internationalen Vergleich aber generell eher etwas skeptischer gegenüber.

Auch die Haltung der **politischen Parteien** gegenüber der Technologie ist nicht einheitlich. Die Einstellungen reichen von der Erwartung, dass CO₂-arme fossile Kraftwerke einen „wesentlichen Eckpfeiler“ der Energiepolitik darstellen (CDU), über die Forderung nach einer koordinierten Forschungsoffensive (SPD) bis hin zu einer klaren Ablehnung (Die Linke).

Die Haltung verschiedener **Ministerien und Sachverständigenräte** in Deutschland kann folgendermaßen zusammengefasst werden: Das Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) unterstützt die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid mit dem Forschungsprogramm COORETEC. Dieses breit angelegte Forschungsprogramm soll die Grundlage dafür schaffen, den ab dem Jahr 2010 anstehenden Ersatz- und Neubaubedarf im fossilen Kraftwerkssektor auf hohem technischem Niveau durchführen zu können. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sowie das Umweltbundesamt (UBA) sehen noch viele offene Fragen hinsichtlich einer sicheren, langfristigen, sozialverträglichen sowie ökologisch

und ökonomisch vertretbaren CCS-Anwendung. Das UBA spiegelt in einer ausführlichen Betrachtung die CO₂-Abtrennung und -Speicherung an Nachhaltigkeitskriterien und kommt zu dem Ergebnis, dass es sich bei CCS um eine nichtnachhaltige Technologie handelt, die allenfalls eine Übergangslösung darstellen kann.

Der Nachhaltigkeitsrat bewertet die Abtrennung und Deponierung von Kohlendioxid in seinem Positionspapier als eine mögliche wichtige Brücke „ins Zeitalter der regenerativen Energieversorgung“. Hierfür sollten in hocheffizienten Kraftwerken Technologien zur CO₂-Abtrennung integriert werden, allerdings nur unter Wirtschaftlichkeits-Gesichtspunkten. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) hat dezidiert Stellung zur Speicherung von Kohlendioxid bezogen. Er spricht in diesem Zusammenhang von einer „End-of-Pipe-Technologie“, die einen Beitrag zum Klimaschutz für begrenzte Zeit leisten kann. Als Speicherungsoptionen abgelehnt werden die Einbringung in Ozeane (ökologische Bedenken), Biomasse (mangelnde Erweiterbarkeit) und saline Aquifere (keine Gewährleistung von Sicherheit und Langfristigkeit). Ausgeförderte Öl- und Gasfelder wären vorübergehend nutzbar, allerdings nur, wenn eine hinreichende Rückhaltezeit gewährleistet werden kann. Bezüglich der Speicherdauer fordert der WBGU eine sichere Verwahrung von mindestens 1000 Jahren. Die Speicherung unterhalb des Meeresbodens hält der WBGU nur unter bestimmten Bedingungen für zulässig. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) beurteilt die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid als möglicherweise zu teuer im Vergleich mit anderen Vermeidungsoptionen. Für den anstehenden Aus- und Neubau des Kraftwerksparks komme diese Technik zudem möglicherweise zu spät.

Die **Industrieverbände** stehen der Langfristoption CCS durchaus positiv gegenüber, treten jedoch prioritär für eine weitere Steigerung der Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses als Beitrag zum Klimaschutz ein. Für die Öl- und Gasindustrie ergeben sich aus der CO₂-Rückhaltung, wie bereits erwähnt, heute schon Anknüpfungsmöglichkeiten.

Verfahren der CO₂-Abtrennung

Die Betrachtung der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Energieträger beschränkte sich im Rahmen der Untersuchung auf den Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken und die potenzielle zukünftige Wasserstoffbereitstellung mittels Kohlevergasung, also auf Anlagen, in denen besonders große Mengen CO₂ zentral (d.h. punktförmig) emittiert werden. Im Hinblick auf eine CO₂-Minderung beim Einsatz fossiler Brennstoffe standen bisher die Technologien zur Effizienzsteigerung an erster Stelle des Interesses. Durch den zeitnahen Einsatz dieser Technologien konnte in den letzten Jahrzehnten trotz verstärkter



Abbildung 1: Maßnahmen und Ziele der CO₂-Minderung im Kraftwerksbereich

Umweltauflagen (die zum Teil zu einem Brennstoffmehrbedarf geführt haben) eine kontinuierliche Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade erzielt werden. Für Braunkohlekraftwerke liegt das heute realisierbare Wirkungsgradniveau bei 43 Prozent, für Steinkohlekraftwerke bei 46 Prozent, bei Gaskraftwerken lassen sich sogar Wirkungsgrade von 58 Prozent erreichen. Aus thermodynamischen und materialtechnischen Gründen kann dieser Trend nicht beliebig fortgesetzt werden. Eine weitere signifikante CO₂-Minderung bei der fossilen Stromerzeugung erfordert deshalb den Einsatz von heute im wesentlichen bekannten CO₂-Abscheidetechniken oder den Übergang auf innovative, neue Kraftwerkskonzepte (z.B. chemical looping combustion), die eine CO₂-Abscheidung einschließen.

CO₂-Abscheidetechniken dürften eher mittelfristig zur Verfügung stehen (ein großtechnischer Einsatz ist kaum vor dem Jahr 2020 zu erwarten), während die Entwicklung von innovativen, neuen Kraftwerkskonzepten eher langfristig zu sehen ist. Nachteilig wirkt sich für die CO₂-Abscheidung der hohe Eigenbedarf aus, der zu einer signifikanten Wirkungsgradminderung führt (teilweise um 10 Prozentpunkte und mehr) und das heute erreichte Wirkungsgradniveau wieder deutlich (etwa auf den Stand von vor 20 bis 30 Jahren) absenken wird. Die CO₂-Abtrennung führt dadurch zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten und bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich, der auch logistisch zu beachten ist. Die kostenseitigen geschätzten Aufwendungen für die CO₂-Abtrennung am Kraftwerk, die die Zusatzkosten der CO₂-Abtrennung und -Speicherung dominieren, schwanken derzeit für um 2020 errichtete Kraftwerke zwischen 30 und 60 EUR/Tonne CO₂. Ziel verschiedener Forschungs-, Demonstrations- und Pilotvorhaben ist es, die Kosten signifikant zu reduzieren, wobei ange-

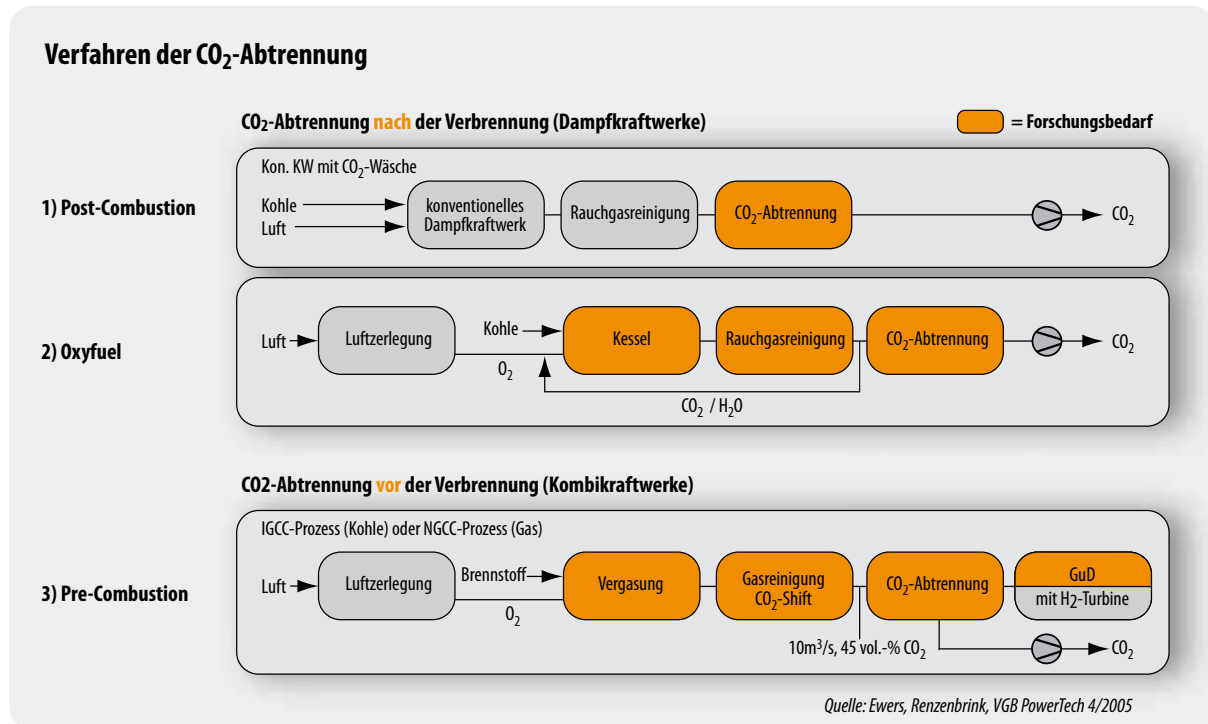
strebt wird, die Zusatzkosten für die gesamte Prozesskette (d.h. inkl. Transport und Speicherung) auf unter 20 EUR/Tonne CO₂ zu senken.

Aus heutiger (technologischer) Sicht kommen kurz- bis mittelfristig drei Optionen zur CO₂-Abtrennung in Betracht: Die **Rauchgaswäsche** gilt als vermutlich adäquate Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel den Energieaufwand zu verringern. Für den Einsatz der Integrierten Kohlevergasung (IGCC-Technik) ist es erforderlich, dass die heute für den Kraftwerksprozess noch unzureichende Verfügbarkeit signifikant verbessert werden kann. Für das **Oxyfuel**-Verfahren kommt es darauf an, durch das im Jahr 2006 gestartete Demonstrationsvorhaben („Schwarze Pumpe“ von Vattenfall) wesentliche Erfahrungen zu sammeln und in die Praxis erfolgreich umzusetzen.

Die Technik der **Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen** (Abtrennung *nach der Verbrennung/Post Combustion*) konventioneller Kraftwerke ist heute grundsätzlich verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab. Auf Dauer wird sich diese Technik wahrscheinlich nicht durchsetzen können, wenn es nicht zu einer deutlichen Verringerung des erforderlichen Eigenbedarfs kommt.

Die **CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung** in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC und Erdgas-GuD-Kraftwerke/*Pre Combustion*) ist im Vergleich zur CO₂-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Prinzipieller Vorteil dieser Technologie ist – neben höheren Wirkungsgraden – die Flexibilität sowohl auf der Brennstoffseite (Input von Kohle, Biomasse, Ersatzbrennstoffen) als auch auf der Produktseite (Output von Strom, Wasserstoff, synthetischen Gasen bzw. Kraftstoffen). Hier ist die großtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik ohne CO₂-Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt (z.B. Buggenum in den Niederlanden und Puertollano in Spanien). Zur Implementierung der CO₂-Abtrennung besteht Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Verfügbarkeit von Einzelkomponenten (z.B. Wasserstoffturbine). Mit dem Bau eines IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab (450 MW_{Brutto}/360 MW_{Netto}) bis zum Jahr 2014 will RWE Power den Einstieg in diese Technologie vollziehen.

Das **Oxyfuel-Verfahren** (d.h. die Verbrennung mit Sauerstoff) bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO₂-Abtrennung hinsichtlich der erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet. Das Energieunternehmen Vattenfall errichtet derzeit am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel-Verfahren. Die Vattenfall-Pilotanlage mit einer Leistung von 30

Abbildung 2: Verfahren der CO₂-Abscheidung im Kraftwerk

Megawatt (thermisch) wird zu Forschungs- und Entwicklungszwecken eingesetzt mit dem Ziel, die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie soll nach einer etwa dreijährigen Bauzeit 2008 in Betrieb gehen. Das CO₂ wird zunächst nicht gespeichert – entsprechende Konzepte (z.B. Transportoptionen) werden aber untersucht.

Ob Techniken zur CO₂-Abscheidung beim Ersatz deutscher Kraftwerke relevant werden, hängt von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Aufgrund bisher fehlender Anreize ist auch die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer CO₂-Abtrennung bisher nicht relevant. Zur Vorbereitung auf perspektivische Entwicklungen kann es bei der Errichtung von neuen Kraftwerken evtl. sinnvoll sein, diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung) auszuführen. Eine entsprechende Diskussion darüber ist im Gang.

Restriktiv auf die Umsetzung einer CO₂-Abtrennung und -Speicherung kann sich der Platzbedarf für die zusätzlichen Komponenten auswirken. Wesentlicher Standortfaktor ist zudem die Anbindung an geeignete Speicher- und Transportinfrastrukturen.

Verfahren für den CO₂-Transport

Wegen der bei CCS auftretenden erheblichen Transportmengen steht bei der Standortanalyse von Quellen und Senken im Vordergrund, die Transportentfernungen

und den Transportaufwand auf das nötige Minimum zu reduzieren. Fallstudien zeigen, dass die spezifischen Kosten für den Transport von Fall zu Fall ganz erheblich voneinander abweichen können. Auch wenn die Kosten des Transportes im Vergleich zur CO₂-Abtrennung am Kraftwerk gering erscheinen, wird der Aspekt der Kosteneffizienz von CCS-induzierten Transporten in Standortplanungen neuer Quellen einfließen müssen.

Parameter der Standortanalyse sind neben der Transportentfernung zunächst die generelle Zugänglichkeit zu Infrastrukturen verschiedener Verkehrsträger, die für CCS-Transporte geeignet sind. Wo immer Kapazitäten bereits vorhandener massenleistungsfähiger Verkehrswege und Umschlagseinrichtungen genutzt werden können, bestehen Potenziale zur Senkung der Transportkosten.

Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CCS-Transport in großem Maßstab lediglich die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker (je nach Standortbedingungen Binnenschiff bzw. Seeschiff für Offshore-Speicherung) als relevante Optionen in Betracht. Vorteil der Pipeline ist, dass sie kontinuierlich und in sehr großen Mengen CO₂ relativ umweltverträglich und zu akzeptablen Kosten transportieren kann. Der Aufbau einer CO₂-Pipeline-Infrastruktur ist jedoch zeitintensiv und würde mit einer erheblichen Kapitalbindung einhergehen, die nur bei einer langfristigen Nutzungsdauer (> 20 bis 30 Jahre) vertretbar erscheint. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entlade-Infrastruktur. Bei Binnenschiffen kommt

die beschränkte Nutzbarkeit in Zeiten von Niedrigwasserständen hinzu. Sattelschlepper- und Eisenbahntransport von CO₂ kommen ausschließlich für kleine Mengen in Frage und dürften daher wohl nur für die Demonstrations- und die Einstiegsphase relevant sein.

Aufgrund der hohen Vorleistungen kommt der zeitlichen Abstimmung bei der Projektierung, Genehmigung und Errichtung von Kraftwerken, Pipelines und CO₂-Speichern eine besondere Bedeutung zu. Für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ist daher eine vorausschauende Planung und Abstimmung der unterschiedlichen Akteure notwendig.

Im Gegensatz zu den Rohrleitungstransporten liegen beim CO₂-Transport per Schiff bisher noch kaum Erfahrungen vor. Da CO₂ ähnliche Stoffeigenschaften wie LPG (Liquified Petroleum Gas) aufweist, sind allerdings zum Teil Erfahrungen aus dem LPG-Transport auf den CO₂-Transport übertragbar.

Für beide genannten Transportoptionen ist eine Gaskonditionierung erforderlich, um CO₂ in möglichst dichter Form (flüssig oder in überkritischem Zustand) transportieren zu können. Bei Pipelines ist eine Konditionierung auf hohen Druck (ca. 80 bis 120 bar) und bei Tankern auf sehr tiefe Temperaturen bei Umgebungsdruck (Tiefemperatur-Tanker) bzw. auf Temperaturen unterhalb Normaltemperatur bei einem Druck oberhalb Normaldruck (Hybrid-Tanker) notwendig.

Sowohl Gaskonditionierung als auch CO₂-Transport benötigen einen nicht vernachlässigbaren Energieaufwand, in der Regel Elektrizität für die Kompression und/oder für Kühlenergie: Für die CO₂-Verdichtung sind beim gegenwärtigen Stand als Äquivalent dafür rund 2,0 Prozentpunkte (bei Gaskraftwerken) bis 3,5 Prozentpunkte (bei Kohlekraftwerken) an Wir-

kungsgradverlusten im Kraftwerk anzusetzen. Dieser zusätzliche Energiebedarf induziert zusätzliche CO₂-Emissionen. Beim CO₂-Transport variieren die Angaben über (energiebedingte) zusätzliche CO₂-Emissionen sehr stark, insbesondere in Abhängigkeit von Transportentfernung und -kapazität. Hier werden pro 1000 Kilometer (energiebedingte) zusätzliche CO₂-Emissionen von 1 bis 4 Prozent beim Schiffstransport bzw. 1 bis 2 Prozent beim Transport durch Rohrleitungen erwartet.

Die Bandbreite der Kostenabschätzung für den CO₂-Transport per Pipeline oder Schiff liegt – in Abhängigkeit von Transportmittel, -entfernung und -kapazität – bei etwa 1 bis 10 EUR/Tonne im Mittel und hat einen Kostenanteil von ca. 10 Prozent, bezogen auf die Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette (bestehend aus Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung). Im Verhältnis zu den sonstigen Infrastrukturkosten (Stromtransport, Brennstofflogistik) dürften die Aufwendungen für den CO₂-Transport für Standortentscheidungen von Kraftwerken eher von untergeordneter Bedeutung sein. Hierfür spricht auch, dass aus Akzeptanzgründen wohl vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten festgehalten werden dürfte.

Bereits heute ist der Transport von Energieträgern (Öl, Ölprodukte und Kohle) für große Anteile am gesamten deutschen Güterverkehr verantwortlich. Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich dieses Transportaufkommen – induziert durch den Abtransport des CO₂ und durch den Antransport zusätzlicher Kohlemengen – in nicht unerheblichem Maße erhöhen.

Statistiken zur Sicherheit bestehender CO₂-Rohrleitungen (insbesondere in den USA) zeigen ein geringeres Leckagerisiko als bei Erdgas- oder Gefahrgut-

Verkehrsträger	Kapazität in Megatonnen/Jahr	Zeitliche Verfügbarkeit	Kosten in Euro/Tonne (250 km)	Infrastruktur Quelle / Senke	Bemerkungen
Seeschiff	< 50	Ja	< 1	fast nie gegeben	erfordert meist multimodalen Transport
Binnenschiff	< 10	saisonal beschränkt (Hoch- und Niedrigwasser)	rd. 1	teilweise gegeben	Binnenschiffe nicht seetüchtig, zeitliche Beschränkungen
Pipeline	< 100	Ja	rd. 1,5 fkt. (Durchm.)	fast immer Neubau (hohe Investitionen)	25 Jahre Nutzungsdauer, höhere Kosten in Ballungsräumen
Eisenbahn	< 1,2	Ja	rd. 5	überwiegend gegeben	Lärm
Lkw	< 0,5 Mt/a	winterlich beschränkt, Staus	rd. 25	immer gegeben	Kosten, Lärm und Emissionen, Akzeptanz, zeitliche Beschränkung

Tabelle 1:
Eignung der verschiedenen Verkehrsträger für den CO₂-Transport und deren Charakteristika



Abbildung 3: Weltweit laufende Projekte zur CO₂-Speicherung (Quelle: IEA Datenbank)

leitungen, dennoch ist aus Sicherheitsgründen soweit möglich eine Trassenauswahl entfernt von dicht besiedelten Gebieten geboten. In besiedelten Gebieten sind eine Leakage- und eine Überdruck-Sicherung erforderlich. Wenngleich das relative Risiko beim Schiffstransport ebenfalls überschaubar ist, würde durch einen großmaßstäblichen Einsatz von CCS-Tankern das absolute Risiko von Schiffskollisionen und Tankerunglücken zunehmen.

Verfahren und Potenziale der CO₂-Speicherung

Grundsätzlich kann CO₂ in unterschiedlicher Form der Atmosphäre entzogen werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der technischen bzw. chemischen Verwertung (z.B. Kohlensäureproduktion, Trockeneisherstellung, Rohstoff für Polymerchemie), der Speicherung in geologischen Formationen (z.B. salinare Aquifere), der Bindung von CO₂ im marinen Umfeld in direkter (z.B. Einlagerung in der Tiefsee) bzw. indirekter Form (z.B. Algenbildung) und dem Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre durch den gezielten Anbau von Biomasse (z.B. Waldaufforstung). Darüber hinausgehend werden (vor allem in den USA) Verfahren der Bindung von CO₂ an Silikaten diskutiert (Mineralisierung), die sich noch am Anfang der Entwicklung befinden und zudem

mit einem sehr hohen Energieaufwand und sehr hohen zu deponierenden Stoffmengen verbunden sind. Abbildung 3 gibt eine Übersicht über die derzeit weltweit laufenden Speicherprojekte.

Die Speichermöglichkeiten von CO₂ sind aus unterschiedlichen Gründen sowohl global als auch national begrenzt. Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen aufgrund vielfacher Unsicherheiten derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen, bei der letztlich nur eine „Fall zu Fall“-Betrachtung aussagekräftige Ergebnisse liefern kann.

Weltweit wird die Bandbreite der Speicherpotenziale Abschätzungen aus dem Jahr 2004 zufolge auf zwischen 476 und 5 880 Gigatonnen CO₂ (bei einer wahrscheinlichen Schätzung von 1 660 Gigatonnen CO₂) beziffert. Im Vergleich dazu lag der globale CO₂-Ausstoß im Jahr 2005 bei 27,3 Gigatonnen CO₂. Dies zeigt, dass die Potenziale durchaus beachtlich sind, eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems mittels CCS aber allein schon aufgrund der begrenzten Speicherkapazitäten nicht zu erreichen ist. In der folgenden Tabelle 2 werden die Speicheroptionen für Deutschland nach ausgewählten Kriterien bewertet und die Speicherpotenziale beziffert.

Option	Kapazität in Gigatonnen [Gt]	Langzeit-stabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungs-konflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+ 2,3–2,5**	+	+	+ (+)	–	+
Tiefe saline Aquifere	++ 12–28**	+	--	+	–	(+)
Tiefe Kohleflöze	+(+) 3,7–16,7	+	--	–	–	–
Ausgeförderte Ölfelder	-- 0,11	+	++	++	–	+
Salzkavernen	-- 0,04	--	k. A.	+	--	--
Stillgelegte Kohlebergwerke	+ 0,78	--	--	--	--	–
<p>* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)</p> <p>** Zahlen nach May et al. 2006</p> <p>Bewertungshinweise:</p> <p>-- Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft</p> <p>– noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar</p> <p>+ gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse</p> <p>++ sehr gute Bewertung</p> <p>() Klammern geben Unsicherheiten an, bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden</p>						

Tabelle 2:
Bewertung geologi-
scher Speicheroptionen
in Deutschland anhand
ausgewählter Kriterien

Nach den vorliegenden Erkenntnissen beträgt das Speicherpotenzial in Deutschland grundsätzlich zwischen 19 und 48 Gigatonnen CO₂. Der größte und – angesichts der zahlreichen noch offenen Fragen bei der Speicherung in tiefen Kohleflözen (z.B. in Bezug auf hinreichende Permeabilität) – wichtigste Anteil bezieht sich dabei auf tiefe saline Aquifere, ergänzt um die eher begrenzten Möglichkeiten der Speicherung in leergeförderten Gasfeldern. Rein rechnerisch ermittelt sich bei einer Fokussierung auf die beiden letzt genannten Speicheroptionen¹ bezogen auf die punktförmigen CO₂-Emissionen in Deutschland (Stand 2005: 393 Megatonnen/Jahr) und unter Berücksichtigung eines für CCS anzusetzenden durchschnittlichen Energiemehrbedarfs von 30 Prozent, eine statische Reichweite zwischen 30 und 60 Jahren.

Prinzipiell kann die Speicherung von CO₂ in geologischen Strukturen mittels vieler bereits in der Öl- und Gasindustrie sowie bei der Deposition von flüssigen Abfallstoffen angewandter Verfahren und technologischer Prozessschritte erfolgen. Bohr- und Injektionsverfahren, Computersimulationen über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden müssen aber den speziellen Anforderungen der CO₂-Speicherung angepasst werden. Hier ist noch ein erheblicher F&E-Aufwand zu leisten. In Deutschland sollen mit dem von der EU geförderten Projekt CO₂SINK die Erkenntnisse über das Verhalten von CO₂ in Untergrundspeichern und dessen Kontrollierbarkeit signifikant verbessert werden.

¹ In Summe weisen diese ein Potenzial von 14,3 bis 30,5 Gt CO₂ auf.

Kriterien für eine systematische Bewertung der CO₂-Abtrennung und -Speicherung

Die systematische Bewertung und der Vergleich der CCS-Technologie mit anderen Technologiepfaden wie Energieeffizienz und regenerativen Energien erfordert einen umfassenden Kriterienkatalog. Die hier angewandten Kriterien lassen sich nach folgenden Aspekten kategorisieren:

Ökologische Kriterien

- Umweltwirkungen gemäß Ökobilanz
- Energetische Effizienz
- Sonstige Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)

Ökonomische Kriterien

- Gestehungskosten und CO₂-Vermeidungskosten (spezifische Investitionskosten, resultierende Strom- bzw. Wasserstoffproduktionskosten)

Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien

- Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F&E-Aufwendungen
- Kompatibilität mit dem Kraftwerksersatzbedarf
- Akzeptanz
- Kompatibilität mit der bestehenden Struktur bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien

Soziopolitische Kriterien

- (Technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz
- Industriepolitische Chancen
- Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer (im deutschen Rahmen nicht relevant)
- Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)
- Auswirkungen auf Importabhängigkeit
- Sicherheitspolitische Implikationen

Vergleichende Ökobilanzen

Für die ökologische Bewertung von ausgewählten Systemkonfigurationen wird das Verfahren der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14 040 ff. angewendet. In einem systemübergreifenden Ansatz werden dabei die Stoff- und Energieflüsse, die die Herstellung einer Kilowattstunde Strom bzw. Wasserstoff verursachen, bilanziert und ihre Wirkung auf die Umwelt wird berechnet.

Für die *Stromerzeugung* werden auf fossiler Seite die Umweltwirkungen der drei Abscheiderouten Post Combustion (Braun- und Steinkohle-Dampfkraftwerk sowie Erdgas-GuD), Pre Combustion (Steinkohle-IGCC-Kraftwerk) und Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk) bilanziert. Als Standort der Kraftwerke wird das Ruhrgebiet gewählt, als Speicherstätte ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland in 300 Kilometer Entfernung von den Kraftwerken. Auf regenerativer Seite wird zum Vergleich die Stromerzeugung aus solarthermischen Anlagen (Standort Algerien) und aus Windkraftanlagen (Standort Nordsee) modelliert. Um den gleichen Referenzstandort wie bei den fossilen Anlagen verwenden zu können, wird davon ausgegangen, dass der Strom mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bis zum Ruhrgebiet transportiert wird. Folgende zentrale Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Die in der Diskussion über CCS in der Regel angegebenen hohen CO₂-Minderungsraten durch Abscheidung des CO₂ von 88 Prozent und mehr beziehen sich nur auf die CO₂-Emissionen und zudem nur auf den direkten Kraftwerksbetrieb. Geht man dagegen von einer ganzheitlichen Betrachtung aus, fallen 5 Prozent der CO₂-Emissionen – sowohl bei Steinkohle-Dampfkraftwerken als auch bei Erdgas-GuD – bereits in der Vorkette an. Ein verminderter Wirkungsgrad bedingt zudem einen höheren Primärenergieverbrauch und damit eine „größere“ Steinkohle- oder Erdgas-Vorkette. Beides zusammen hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen bei einem Abscheidegrad von 88 Prozent nicht ebenfalls um 88 Prozent, sondern bei einer ganzheitlichen Betrachtung lediglich um 72–78 Prozent reduziert werden können. Vor diesem Hintergrund ist die Bezeichnung „CO₂-freies“ Kraftwerk irreführend; treffender ist die Bezeichnung „CO₂-arm“, selbst wenn

in der Zukunft der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann².

Ferner ist zu berücksichtigen, dass mit Blick auf den Klimaschutz nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern generell die Treibhausgasemissionen reduziert werden müssen. So sieht das Kyoto-Protokoll für Deutschland eine Verminderung einer Palette von insgesamt sechs Treibhausgasen (und nicht nur der CO₂-Emissionen) um 21 Prozent bis zum Jahr 2012 vor. Berechnet man die Auswirkungen der CO₂-Abscheidung auf die Treibhausgasemissionen, so zeigt sich, dass diese nur unterproportional reduziert werden können (siehe Abbildung 4). Bei einem CO₂-Abscheidegrad im Kraftwerk von z.B. 88 Prozent können die Treibhausgase insgesamt um 67–78 Prozent reduziert werden³. Grund hierfür sind ebenfalls der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung und dem Transport einhergehenden und je nach Brennstoff und Brennstoffherkunft relativ hohen Methanemissionen. Diese wirken sich bei den getroffenen Annahmen überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus. Verbesserungen in der Vorkette (z.B. durch Erfassung und Nutzung des Grubengases) könnten sich stark ergebnisverbessernd auswirken.

Bei der ganzheitlichen Betrachtung relativiert sich damit der erreichbare Minderungseffekt durch CCS-Kraftwerke. Das aus Klimaschutzsicht „beste“ Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) weist mit 396 Gramm CO₂-Äquivalenten pro Kilowattstunde nur um 51 Prozent höhere Emissionen auf als das „schlechteste“ Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit Post Combustion: 262 g_{CO₂-Äqu.}/kWh).

Von allen betrachteten fossilen Kraftwerken schneidet unter den getroffenen Annahmen die Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel) bei der Treibhausgasbilanz am günstigsten ab. Der Grund liegt in der fast hundertprozentigen Abtrennung des CO₂ mittels der physikalischen Abscheidung. Dadurch sind Nettominderungsraten der CO₂-Emissionen von 90 Prozent und der Treibhausgasemissionen von 78 Prozent möglich.

In der Vergleichsanalyse weisen die betrachteten regenerativen Energieoptionen dagegen deutlich günstigere Werte auf als die fossilen Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung (Abbildung 5). Solarthermisch erzeugter Strom sowie Strom aus Windkraftanlagen verursachen – inklusive Stromtransport – nur 2 bis 3 Prozent der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase und des kumulierten Energieverbrauchs der fossilen Kraftwerke. Bezieht man fortschrittliche Kraftwerkskonzepte, basierend auf fossilen Energien, mit ein, so liegen mit Erdgas-GuD (mit Wärmeauskopplung) und BHKW bereits auf dem Markt befindliche Technologien vor, die schon jetzt so

2 Beispielsweise werden zukünftig mittels Oxyfuel-Verfahren CO₂-Abscheideraten von bis zu 99,5 Prozent erwartet. Für ein Steinkohlekraftwerk würde daraus eine Netto-CO₂-Reduktion von 90 Prozent resultieren.

3 Auch beim Oxyfuel-Verfahren würde (trotz höherer Abscheiderate von 99,5 Prozent) die Netto-Treibhausgas-Reduktion bei einem Steinkohlekraftwerk nicht höher als 78 Prozent ausfallen.

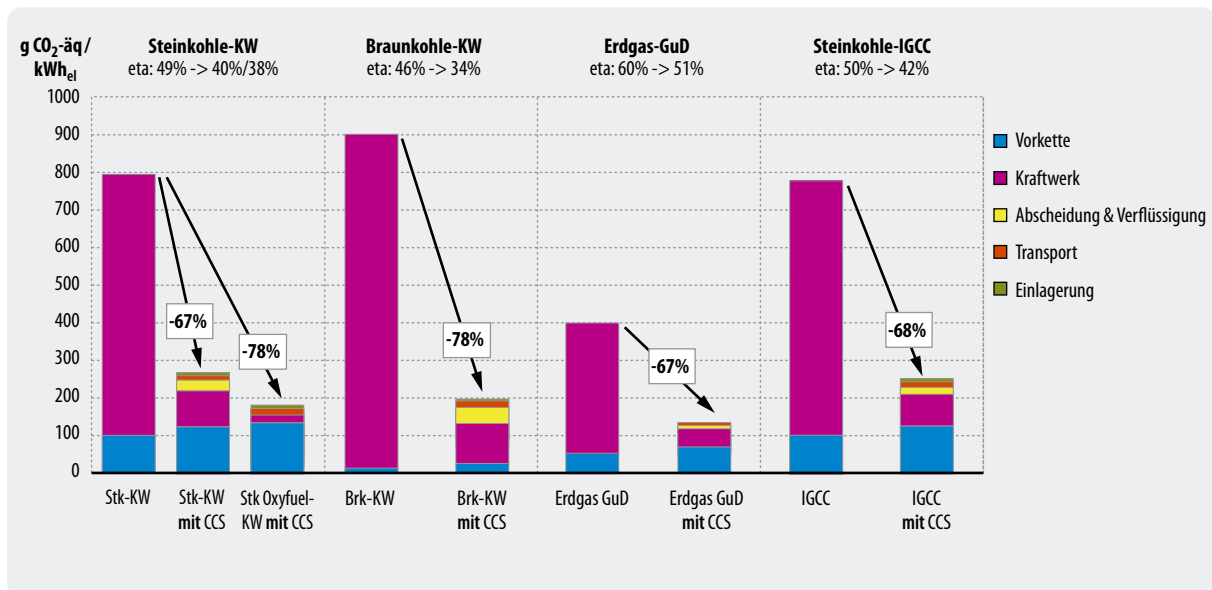


Abbildung 4: Ökobilanz von fossilen Kraftwerken ohne und mit CCS (hier: Darstellung der Treibhausgase)

umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.

Insgesamt erfordert die CO₂-Abscheidung je nach Verfahren einen zusätzlichen Energieverbrauch von 20 bis 44 Prozent. Dieser höhere Energieverbrauch macht sich in verschiedenen Wirkungskategorien der Ökobilanz direkt proportional bemerkbar. Dies gilt z.B. für die Belastung durch Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern und den Partikelaustritt. Auf der anderen Seite werden einzelne Emissionen wie SO₂, NO₂ oder Staub durch die Reaktion mit dem Lösemittel reduziert, was insgesamt gesehen eine Reduktion bzw. abgemilderten Anstieg einzelner Wirkungskategorien bedingt. Die folgende Abbildung 6 zeigt dies am Beispiel des modellierten Braunkohlekraftwerks (Post Combustion).

Der um 44 Prozent höhere Energieverbrauch bedingt zunächst einen proportionalen Anstieg bei allen Wirkungskategorien. Durch die genannten anderen Einflüsse ist insgesamt gesehen in der Kategorie Versauerung jedoch eine Reduktion um 3 Prozent zu verzeichnen; die PM10-Äquivalente steigen nur um etwa 24 Prozent an; die Eutrophierung erhöht sich dagegen um 40 Prozent und der Sommersmog um 524 Prozent.

Bei der Wasserstoffherzeugung werden in der Untersuchung die Umweltwirkungen der Dampfreformierung aus Erdgas sowie der Kohlevergasung berechnet. Als Standort der Anlagen wird wiederum das Ruhrgebiet gewählt. Die regenerative Wasserstoffherzeugung wird über die Elektrolyse modelliert, die – wie bei der Stromerzeugung – mit Strom aus solarthermischen

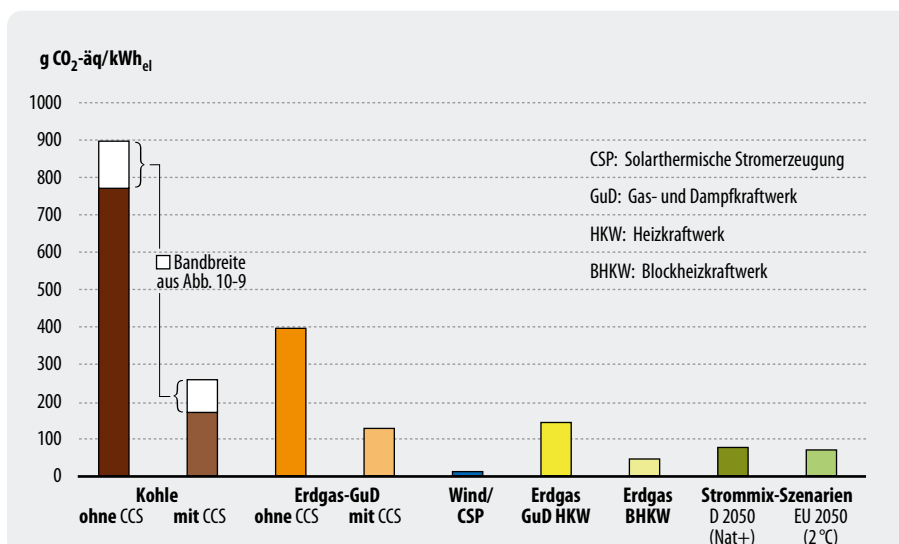
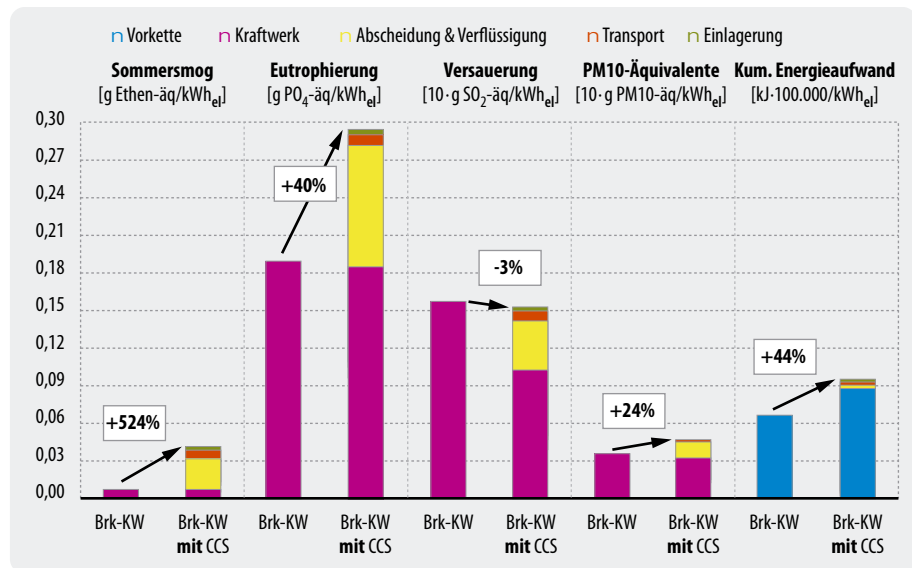


Abbildung 5: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich erneuerbare Energien und fortschrittlichen Konzepten unter Einschluss fossiler Energieträger

Abbildung 6:
Vergleich weiterer
Wirkungskategorien für ein
Braunkohle-Dampfkraftwerk
ohne und mit CCS (Post Com-
bustion)



Anlagen in Algerien und aus Offshore-Windkraftwerken in der Nordsee gespeist wird. Standort der Elektrolyse ist das Ruhrgebiet, zur Stromübertragung kommen wiederum HGÜ-Leitungen zum Einsatz. Folgende zentrale Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Ebenso wie bei den Kraftwerken kann auch beim Wasserstoff nicht von einer „CO₂-freien“ Herstellung gesprochen werden; treffender wäre auch hier die Bezeichnung „CO₂-armer“ Wasserstoff. Bei einem Abscheidegrad von 88 Prozent (Steinkohlevergasung) können die CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung der Vorkette nur um 81 Prozent reduziert werden.

Bei der Erdgas-Dampfreformierung sind aus heutiger Sicht nur Reduktionsraten von 39 bzw. 52 Prozent (CO₂-Emissionen) sowie von 36 bzw. 49 Prozent (Treibhausgasemissionen) möglich, wenn unterstellt wird, dass nur die CO₂-Emissionen aus dem Synthesegas mit vertretbarem Aufwand abgetrennt werden können, aus energetischen Gründen nicht jedoch diejenigen, die bei der Erdgasverbrennung für die Prozesswärmebereitstellung anfallen.

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS

Nicht alle ökologischen Bewertungskriterien werden über das systematische Vorgehen im Rahmen von Ökobilanzen erfasst. Neben der direkten oder indirekten (z.B. durch erhöhten Brennstoffaufwand induzierten) Beeinflussung des Landschaftsbildes und den negativen Folgen erhöhten Transportaufkommens durch den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ergeben sich die größten Auswirkungen durch eine potenzielle ungeplante Freisetzung des eingespeicherten CO₂ bzw. die direkte Beeinflussung der Speicherung durch das eingelagerte CO₂ über den Zeitverlauf.

Die verschiedenen Speicheroptionen unterscheiden sich zum Teil erheblich voneinander in Bezug auf ökologische und sicherheitstechnische Aspekte. Grundsätzlich besteht bei allen geologischen Speicheroptionen das Risiko von Leckagen. Während die Speicherung in ausgeförderten Öl- und Gasfeldern bzw. die Nutzung bei der Ölproduktion (Enhanced Oil Recovery EOR) als relativ sicher für Mensch und Umwelt scheint, könnte das Einbringen von CO₂ in nicht mehr genutzte Kohleflöze wie im Ruhrgebiet deutlich höhere Risiken bergen. Saline Aquifere gelten als vergleichsweise langzeitstabile Speicher, wenngleich für die Bewegung des CO₂ im Untergrund (Ausbreitungs- und Wirkungsmechanismen) noch erheblicher Untersuchungsbedarf besteht. Diese Strukturen sind bisher in Deutschland nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet worden. Es fehlt eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften. Die Einbringung von CO₂ führt zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers und kann dann durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Karbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern.

Ein ökologisches Risiko besteht bei der Option der Nutzung von tiefen (gegenwärtig nicht abbaubaren) Kohleflözen durch Entweichen des geförderten Methans, welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotenzial als CO₂ hat (THG-Faktor: 21).

Marine Speicheroptionen sind mit sehr großen Unsicherheiten und Risiken behaftet. Nur in einigen Fällen lassen sich bisher direkte Ursache-Wirkungs-Beziehungen nachweisen: So verschiebt eine Versauerung des Meerwassers das Karbonatgleichgewicht, wodurch die Schalen kalkbildender Organismen dünner werden und sich sogar auflösen können. Dadurch werden Nahrungsketten unterbrochen oder zumindest verändert mit bisher nicht abschätzbaren Folgen. CO₂-Seen auf dem Meeresgrund beeinträchtigen nicht

nur die dortigen Ökosysteme. Die Dynamik des Meeresbodens – Hangrutschungen, unterseeische Beben usw. – ist zwar in zahlreichen Aspekten verstanden, aber nichtsdestoweniger unvorhersehbar. Prinzipiell ist festzuhalten, dass die Ozeanspeicherung nicht zu einer dauerhaften Rückhaltung des CO₂ führen würde. Die Lösung von CO₂ in der Wassersäule führt zu einem verzögerten Ausgasen nach spätestens einigen hundert Jahren, wenn die entsprechenden Wassermassen aufgrund der ozeanischen Zirkulation wieder in Kontakt zur Atmosphäre treten. Vor dem Hintergrund der ungeklärten Folgen mariner Speicheroptionen werden diese von den Umweltverbänden strikt abgelehnt und nur noch in wenigen Ländern der Welt (insbesondere Japan) überhaupt weiter verfolgt.

Die Fixierung von CO₂ in Biomasse durch Aufforstung wie den Anbau von Monokulturen schließlich bringt vielfältige ökologische Probleme mit sich. Hervorzuheben ist bei dieser Art der Speicherung der Umstand, dass es sich nur um eine Zwischenspeicherung mit verzögerter Freigabe handelt. Über einen Zeitraum von mehreren Generationen betrachtet, wird kein absoluter Reduzierungseffekt erzielt. Monokulturen verdrängen zudem andere Pflanzen und verändern Biotope.

Auch der Bau und der Einsatz von Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen, z.B. die Errichtung von Windkraftanlagen oder der Bau von Wasserkraftanlagen und solarthermischen Kraftwerken, kann mit im Einzelfall erheblichen ökologischen Folgen und einer Beeinträchtigung des Landschaftsbildes verbunden sein. Innerhalb eines von Nachhaltigkeitsgrundsätzen geleiteten Gesellschafts- und Energiesystems muss entsprechend die Entscheidung getroffen werden, welche Eingriffe für Mensch, Umwelt und Natur zumutbar sind und welche es zu vermeiden gilt. Während die Folgewirkungen der Nutzung regenerativer Energien weitgehend verstanden und transparent sind, wird die Entscheidungsfindung in Hinblick auf CCS durch die aus heutiger Sicht noch zahlreichen Unsicherheiten und offenen Fragen erschwert.

Ökonomischer Vergleich von CCS und regenerativen Energietechnologien

Kann die Rückhaltung von CO₂-Emissionen in fossil befeuerten Kraftwerken und ihre Speicherung erfolgreich demonstriert werden, so kann auf der Basis kommerziell einsatzfähiger CCS-Kraftwerke im Jahr 2020 von Stromgestehungskosten frei Kraftwerk zwischen 6,5 und 7 Cent pro Kilowattstunde ausgegangen werden (Zinssatz 10 Prozent/Jahr). Längerfristig zu erwartende Brennstoffpreissteigerungen lassen einen weiteren Anstieg auf Kosten zwischen 7 Cent pro Kilowattstunde (Kohle) und 8 Cent pro Kilowattstunde (Erdgas) bis 2040 wahrscheinlich werden. Bei Kohlekraftwerken dürften die brennstoffseitigen Preiseffekte durch weitere technische Fortschritte weitgehend kompensiert werden können. Für das Jahr 2020 sind ent-

sprechend den angestellten Berechnungen CO₂-Vermeidungskosten zwischen 35 und 50 EUR/Tonne CO₂ ermittelt worden, wenn als Referenzkraftwerk dasselbe Kraftwerk ohne CCS angenommen wird. Dabei liegen Kohlekraftwerke eher beim unteren, Erdgaskraftwerke eher beim oberen Wert. Dies ist weniger als die heute angegebene Kostenbandbreite und unterstellt bereits signifikante Lernerfolge, liegt aber dennoch deutlich oberhalb der von der Energiewirtschaft anvisierten Kosten von rund 20 EUR/Tonne CO₂ für die gesamte Prozesskette.

Regenerative Energien, die heute – geht man von einem repräsentativen Mix aus – noch mittlere Stromgestehungskosten von ca. 13 bis 14 Cent pro Kilowattstunde (ebenfalls Zinssatz 10 Prozent/Jahr) aufweisen, können bis 2020 ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen, wenn ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher erfolgt. Eine anhaltende globale Steigerung der Marktpenetration und Lerneffekte lassen für den weiteren Zeitverlauf bei den regenerativen Energien noch signifikante Kostendegressionen erwarten, so dass um 2050 das Kostenniveau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien in dem betrachteten charakteristischen Mix bei 6 Cent pro Kilowattstunde liegen könnte. Einzelne Technologien könnten Stromkosten von ca. 4 Cent pro Kilowattstunde erreichen, wenn die Lernkurve über eine kontinuierliche Ausweitung globaler Märkte weiter genutzt wird (vgl. Abbildung 7).

Bleibt die Ausbaudynamik von regenerativen Energien im Stromsektor hoch, wie es in verschiedenen Szenarien, die einen Umstieg auf eine klimaverträgliche Energieversorgung auf der Basis einer kombinierten Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz (z.B. Szenario NaturschutzPlus) beschreiben, so dürften einzelne Technologien (z.B. Wind offshore) zum Zeitpunkt der potenziellen Inbetriebnahme von ersten CCS-Kraftwerken bereits günstigere Stromgestehungskonditionen erwarten lassen und diesen Vorteil im Zeitverlauf weiter vergrößern können. Wesentliche Kostensenkungseffekte kommen dabei durch die globalen Markteffekte, so dass selbst bei einem weniger dynamischen Wachstum der regenerativen Energien in Deutschland noch eine Kostengleichheit von CCS und einzelnen regenerativen Energien zu erwarten ist. Nur bei sehr geringen Brennstoffpreissteigerungen oder einer über die abgeschätzten Effekte hinausgehenden Kostensenkung in der CCS-Prozesskette stellt sich die Situation für CCS-Anlagen günstiger dar. Hierdurch wird der generelle Effekt zwar nicht aufgehoben, die relative Konkurrenzfähigkeit der regenerativen Energien auf der Zeitachse aber nach hinten verschoben.

Aus ökonomischer Sicht besteht daher den getroffenen Annahmen zufolge kein zwingender Anreiz, CCS-Technologien dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung vorzuziehen. Sie stellen aber auch keine prohibitiv teure Technologie dar und könnten bei erfolgreicher Kommerzialisierung und geeigneten Rahmenbedingungen (günstige und langzeitstabile Speicheroptionen, gute infrastrukturelle Voraussetzungen,

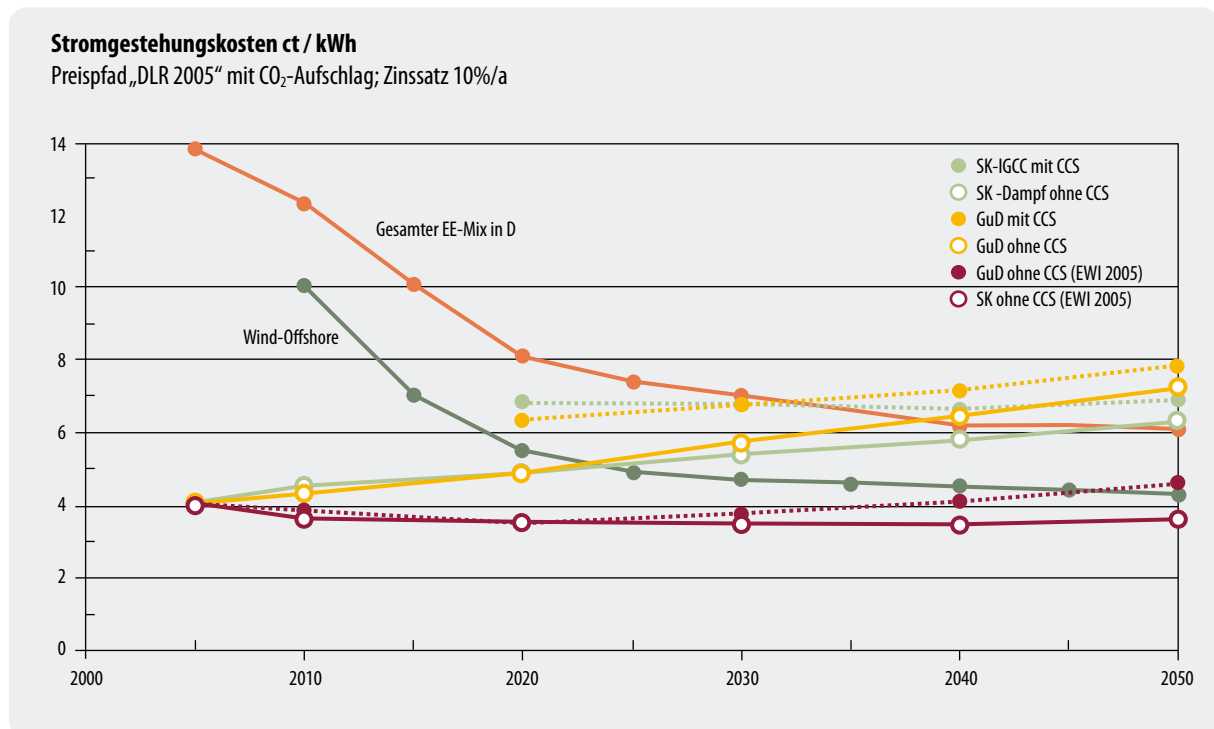


Abbildung 7: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien sowie konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke ohne und mit CCS. Brennstoffpreise nach Energiepreisfad „DLR 2005“ und für konventionelle KW ohne CCS zum Vergleich nach Preisfad „EWI 2005“.

kostengünstige Kohle) in einigen Regionen Teil einer zukünftigen Stromerzeugung werden.

Ein ökonomischer Vergleich CO₂-armer (CCS-Wasserstoff) und weitgehend CO₂-freier (Wasserstoff aus regenerativen Energien) Optionen für die Wasserstoffbereitstellung fällt für die fossile Option günstiger aus. Wasserstoff aus der Kohlevergasung mit Rückhaltung von CO₂ wird um 2020 mit ca. 12,5 EUR/Gigajoule bzw. 4,50 Cent pro Kilowattstunde (oberer Heizwert, frei Anlage) gut doppelt so teuer sein wie heutiger Wasserstoff aus der Erdgasreformierung. Mit weiteren Brennstoffpreissteigerungen ergeben sich bis 2050 Kosten um etwa 14 EUR/Gigajoule bzw. 5,04 Cent pro Kilowattstunde. Nur elektrolytischer Wasserstoff mit Strom aus kostengünstiger Wasserkraft kann damit konkurrieren, die verfügbaren Potenziale dafür sind jedoch gering. Für elektrolytischen Wasserstoff aus Wind oder Solarstrom können erst längerfristig Kosten um 16–18 EUR/Gigajoule erwartet werden, um 2020 dürften die Kosten bei 19–20 EUR/Gigajoule liegen. Die Erzeugungskosten für Wasserstoff werden mittelfristig stets um mindestens das Doppelte über den Kosten von Erdgas liegen. Wasserstoff als Energieträger wird aus ökonomischen Gesichtspunkten daher nicht vor 2030 zum Einsatz kommen. Unabhängig von der Art seiner Herstellung dürfte Wasserstoff in energiewirtschaftlich relevanten Mengen nicht zuletzt aufgrund der mit seiner Einführung verbundenen erheblichen infrastrukturellen Herausforderungen erst in einigen Dekaden eine energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen.

Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem

Im Rahmen dieses Projektes sind für die Analyse der energiewirtschaftlichen Rolle von CCS im Vergleich zu regenerativen Energien drei unterschiedliche Szenarien für die zukünftige Energieversorgung Deutschlands entwickelt worden. In allen Szenarien werden die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 auf 240 Millionen Tonnen/Jahr reduziert, was gegenüber 1990 einer Minderung von rund 75 Prozent entspricht. Die **Szenarien** gehen dabei von folgenden Prämissen aus:

- CCS als Hauptelement einer Klimaschutzstrategie mit „maximalem“ Einsatz von CCS-Technologien im Rahmen einer sonst (Energieverbrauch, Ausbau von regenerativen Energien) weitgehend trendgemäßen Entwicklung, also einer relativ geringen Mobilisierung von Effizienzpotenzialen und eingeschränkter Umsetzung der Ausbaupotenziale bei regenerativen Energien (Kurzbezeichnung = **CCSMAX**);
- Konzentration auf das flächendeckende Ausschöpfen der Energieeffizienzpotenziale und auf den engagierten Ausbau von Technologien zur Nutzung regenerativer Energien, wie er in den Szenarien „NaturschutzPlus“ für das BMU (nach BMU 2004 und BMU 2005) beschrieben wurde (Kurzbezeichnung = **NATP**). Auf den Einsatz von CCS kann in diesem Szenario verzichtet werden;

- CCS als Brücke zum weiteren Ausbau regenerativer Energien bei zeitgleich gegenüber der Referenzentwicklung verstärkter, aber gegenüber NATP deutlich geringerer Effizienzsteigerung und deutlich reduziertem Ausbau regenerativer Energien. Beide Strategieelemente reichen daher zusammen nicht aus, das Klimaschutzziel ohne weitere Maßnahmen, hier also den Einsatz von CCS, zu erreichen (Kurzbezeichnung = **BRIDGE**).

Aus der Szenarioanalyse lassen sich verschiedene maßgebliche Erkenntnisse ableiten. Emissionsmindernde Maßnahmen allein im Strombereich reichen danach grundsätzlich nicht aus, um das Klimaschutzziel zu erreichen. Es sind auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Neben dem Ausbau der regenerativen Energien muss die Ausschöpfung der Effizienzpotenziale dazu einen ganz erheblichen Beitrag leisten. Bei umfangreicherer Nutzung fossiler Ressourcen kommt dafür als Alternative grundsätzlich auch die Wasserstoffbereitstellung mittels Steinkohlevergasung unter Abtrennung und Rückhaltung des CO₂ infrage.

Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie, entsprechend **Szenario CCSMAX**, stößt CCS an strukturelle und potenzielle Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste kommerzielle Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien kommt für die gerade angelaufene erste Welle des Kraftwerkersatzprogramms zu spät. Er erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen und für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Die Nachfrage nach Steinkohle steigt mit 5 900 Petajoule/Jahr (PJ/a) in CCSMAX auf das Dreifache des heutigen Beitrags. Wasserstoff wäre im Jahr 2050 mit 47 Prozent Anteil an der Endenergie dominierender Energieträger. Die abzuscheidende und zu speichernde CO₂-Menge beläuft sich in 2050 auf jährlich rund 600 Millionen Tonnen CO₂/Jahr (Abbildung 8). Damit sind die möglichen Speicherdauern für CO₂ unter deutschen Verhältnissen auf ein bis zwei Jahrzehnte begrenzt. Da Kostenvorteile der mittels CCS bereit gestellten Endenergien Strom und Wasserstoff gegenüber denen aus regenerativen Energien hergestellten nicht (beim Strom) bzw. nur in geringem Ausmaß (beim Wasserstoff) zu erkennen sind, ist aus wirtschaftlicher Sicht kein entscheidender Anreiz für eine so herausragende Bevorzugung von CCS zu erkennen. Die für einen derartig starken Ausbau von CCS bereits heute erforderlichen hohen Zuwendungen für diese Technologieoption in Form von F&E und Demonstrationsanlagen würde vermutlich eine weitgehende Abwendung von der Förderung von Effizienzstrategien und Ausbaustrategien regenerativer Energien verlangen. Eine angesichts der noch vielen offenen Fragen sehr hohe Anforderung stellt auch dar, dass aufgrund der notwendigen Vorlaufzeiten bereits vergleichsweise kurzfristig eine sehr hohe Sicherheit hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit und Langzeitstabilität der potenziellen CO₂-Speicher erreicht werden müsste.

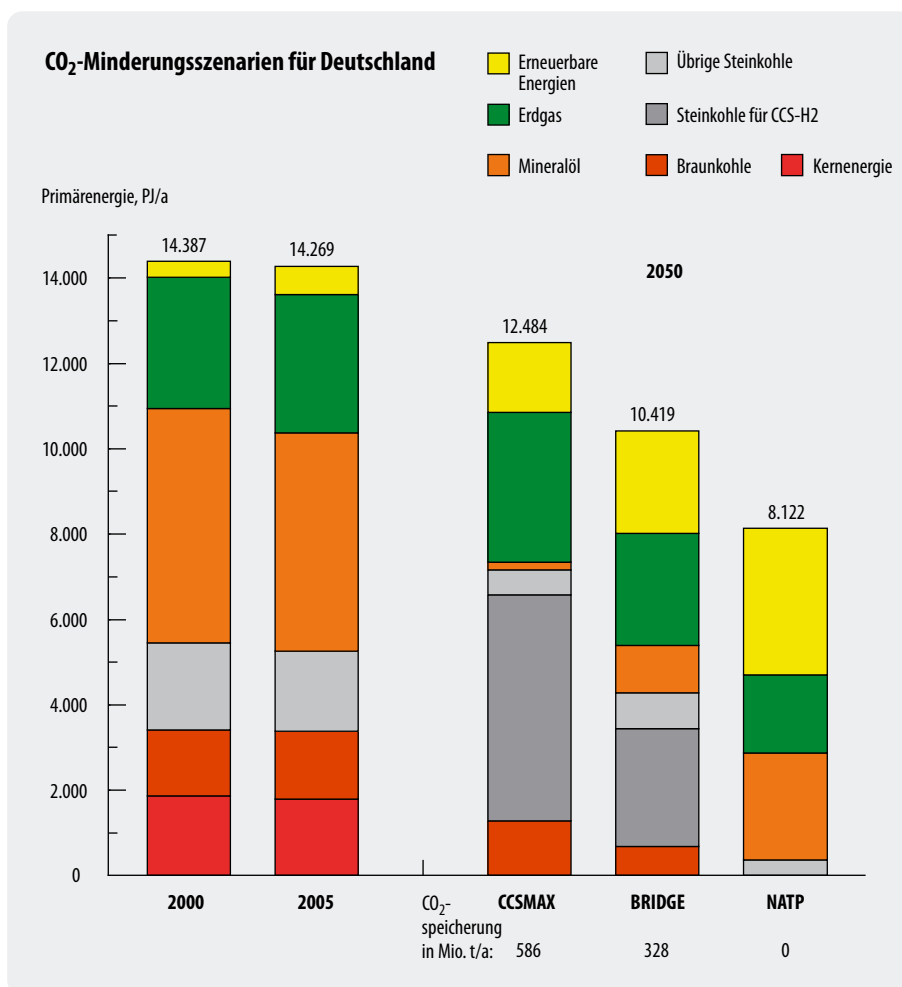
Eine Klimaschutzstrategie entsprechend **Szenario NATP**, die ohne CCS-Technologien auskommt, ist heute

noch kein „Selbstläufer“. Neben der Beibehaltung des derzeitigen dynamischen Ausbaus regenerativer Energien im Strombereich und ihrer signifikanten Ausweitung im Wärmesektor sind noch beträchtliche zusätzliche energiepolitische Unterstützungsmaßnahmen für eine deutlich wirksamere Effizienz in der Nutzung und Umwandlung von Energie erforderlich, um mit dieser Strategie zeitgerecht das Klimaschutzziel 2050 erreichen zu können. Die bereits relativ kurzfristig wirksamen Maßnahmen Ausbau erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerung erlauben es jedoch – falls die notwendigen Unterstützungsmaßnahmen rasch greifen –, den Umstrukturierungsprozess harmonischer ablaufen zu lassen, als das im obigen Fall möglich wäre. An den Umbau der Infrastrukturen für die Endenergieträger werden zwar ebenfalls hohe Anforderungen gestellt, die aber stufenweise umgesetzt werden können. Eine insbesondere auf Erhöhung der Energieproduktivität setzende Strategie ist zudem volkswirtschaftlich sinnvoll, da ein großer Teil der zu ergreifenden Effizienzmaßnahmen unabhängig von erzeugungsseitigen Maßnahmen die ökonomisch günstigste Option für den Klimaschutz darstellt. Bei einer Einbeziehung externer Kosten würde sich die gesamtwirtschaftliche Bilanz noch günstiger darstellen. Insofern stellt das Szenario eine „Idealstrategie“ dar, die aber kurzfristig sehr wirksame energiepolitische Weichenstellungen verlangt, vor allem eine deutliche Effektivierung und Ausweitung der Energieeffizienzpolitik. Längerfristig sind in diesem Szenario erhebliche strukturelle Veränderungen notwendig. Dies gilt sowohl für die zunehmende Netz- und Systemintegration regenerativer Energien auf der Stromseite und die Einbeziehung von Stromimportstrukturen (z.B. Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika) als auch für einen deutlichen Ausbau von Nahwärmenetzen.

Es erscheint aus heutiger Sicht nicht zweckmäßig, beide der o. g. Strategien „mit voller Kraft“ bis 2020 durchzuhalten (Ausbau regenerativer Energien und Effizienz wie NATP bis 2020; CCS-Entwicklung wie in CCSMAX), um dann eine der beiden Optionen weitgehend zu ignorieren. Dies stellt keine sinnvolle Vorgehensweise dar, so dass im dritten Szenario diskutiert worden ist, inwieweit beide Strategien miteinander kompatibel in einem Zukunftspfad vereinbar sind.

Bei einer Entwicklung entsprechend **Szenario BRIDGE** sind die zeitlichen Anforderungen an die Einführung von CCS-Technologien und an eine Wasserstoffinfrastruktur geringer als in CCSMAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge dieser Option noch relativ gering sein können. Auch der bis 2050 zu erreichende Ausbauzustand stößt für den Fall, dass sich CCS-Technologien als eine energiewirtschaftlich sinnvolle und ökologisch tragfähige Option herausstellen, nicht an grundsätzliche Grenzen hinsichtlich erforderlicher Anlagenleistung, Infrastrukturveränderungen und Speicherkapazität. In 2050 wären in diesem Fall rund 330 Millionen Tonnen CO₂/Jahr abzuscheiden und zu speichern. Grundsätzlich müssen aber auch hier bis 2020 errichtete fossile Kraftwerke für CCS nachrüstbar sein, wenn der Stromsektor substanzielle Beiträge zur CO₂-Minderung beitragen soll. Bei den derzeit laufenden Kraft-

Abbildung 8:
Heutige Primär-
energiestruktur
und Struktur in den
Szenarien für das Jahr
2050



werksplanungen ist dies prinzipiell bereits zu berücksichtigen und nach Möglichkeit die Anlagen als so genannte „capture ready“ Anlagen auszugestalten.

Eine energiewirtschaftliche Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE verlangt in jedem Fall eine Steigerung der energiepolitischen Anstrengungen in allen genannten Feldern, wenn längerfristig engagierte Klimaschutzziele ernsthaft erreicht werden sollen. Die Einbeziehung der „CCS-Technologie“ als zusätzliche Klimaschutzoption darf also nicht dazu dienen, in der weiteren Intensivierung der Strategieelemente „Energieeffizienz“ und „regenerative Energien“ nachzulassen. Vielmehr ist erforderlich, diese bis 2020 mindestens so weit zu mobilisieren, dass sie danach weiter „durchstarten“ können, falls sich die CCS-Technologien als energiewirtschaftlich nicht oder nicht in dem gewünschten Umfang als sinnvoll realisierbar herausstellen sollten. Gleichzeitig bietet diese Zeitspanne die Möglichkeit, die Entwicklungs- und Kostenpotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten. Auf der anderen Seite könnte die sukzessive Einführung von CCS (Verfügbarkeit geeigneter langzeitstabiler Speicher vorausgesetzt) als begleitendes Element helfen, die dauerhaft erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten Ausbau der

regenerativen Energien leichter durchzuhalten, als dies mit den deutlich höheren Anforderungen im Szenario NATP möglicherweise der Fall wäre. Mögliche Widerstände und trotz massiver Unterstützung und energiepolitischer Flankierung unüberwindliche Hemmnisse könnten so kompensiert werden. Angesichts der realen Interessenlagen und der unterschiedlichen Einschätzungen von Technologieoptionen im Energiebereich, insbesondere im globalen Kontext, kann daher eine Entwicklung gemäß Szenario BRIDGE als „pragmatische“ Strategie bezeichnet werden.

Der Kostenvergleich von erneuerbaren Energien und CCS-Technologien zur Strom- und Wasserstoffbereitstellung zeigt keine wirtschaftlichen Vorteile für die CCS-Option zum Zeitpunkt ihrer möglichen Einführung um 2020. Letztere verlangt dann die Berücksichtigung von CO₂-Preisen zwischen 40 und 50 EUR/Tonne CO₂, wenn sie für private Investoren gegenüber der konventionellen fossilen Stromerzeugung attraktiv sein soll. Auch nach 2020 haben die Erneuerbaren Energien Technologien vermutlich weiter ausschöpfbare Kostendegressionspotenziale. Die Kosten der Stromerzeugung aus Kohle mittels CCS dürften bei entsprechender technischer Weiterentwicklung real dagegen in etwa konstant bleiben. Bezieht man die exter-

nen Kosten mit ein, ergeben sich weitere Vorteile für den auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz basierenden Entwicklungspfad. Die relative Wirtschaftlichkeit von CCS und erneuerbaren Energien ist aus heutiger Sicht mit vielfältigen Unsicherheiten verbunden. Die o.g. Einschätzungen für die erneuerbaren Energien gehen von einer weltweit dynamischen Marktentwicklung aus, so dass über Massenfertigung und Lernkurveneffekte ganz erhebliche Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden können.

Hemmend für eine umfassende CCS-Strategie könnte sich auch auswirken, dass infolge einer hauptsächlich auf CCS setzenden Strategie ein früherer – mit hohen infrastrukturellen Herausforderungen verbundener – Einstieg in eine breite Nutzung von (CO₂-armem) Wasserstoff erforderlich ist, während dies bei einer Strategie im Sinne des Szenarios NATP erst gegen Mitte des Jahrhunderts im nennenswerten Umfang notwendig ist.

Aus den genannten Gesichtspunkten folgt, dass eine konsequente Strategie im Sinne des Szenarios NATP mittel- bis langfristig auch die volkswirtschaftlich günstigere Strategie darstellen dürfte und damit energiepolitisch angestrebt werden sollte. Gleichzeitig empfiehlt es sich, die Option CCS weiterhin einer gründlichen Prüfung und insbesondere einer realistischen praktischen Demonstration zu unterziehen, um nach etwa einer Dekade über präzisere Kenntnisse zu den Potenzialen und Grenzen dieser Technologie zu verfügen. Stellt sich dann heraus, dass weltweit die Umstrukturierung der Energieversorgung hinsichtlich Effizienz und EE-Ausbau „nur“ gemäß der im Szenario BRIDGE dargelegten Intensität verläuft, stünde mit CCS eine zusätzliche Klimaschutzoption zur Verfügung.

Anforderung für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

Der abschließende Teil der Untersuchung weitet den Betrachtungsrahmen aus und fragt, ob CCS aus globaler Perspektive notwendig ist, um ambitionierte Klimaschutzziele zu erreichen, und wie ein institutioneller Rahmen gestaltet werden kann, der die Risiken von CCS sinnvoll reguliert.

Dabei wird die Rolle von CCS im Kontext anderer technologischer Optionen, d.h. insbesondere dem Ausbau erneuerbarer Energien, mittels einer ökonomischen Szenarienanalyse untersucht. Dafür werden Modelle verwendet, die unter einer vorgegebenen Begrenzung der atmosphärischen CO₂-Konzentration die globale gesellschaftliche Wohlfahrt maximieren, indem sie die zeitliche Dynamik des Einsatzes der drei genannten Optionen simulieren und dabei technologische Lerneffekte einbeziehen. Mittels Sensitivitätsanalysen werden zentrale Unsicherheitsfaktoren herausgearbeitet und interpretiert, die einen starken Einfluss auf den

Einsatz von CCS und die Kosten des Klimaschutzes haben:

- Lernraten von CCS und erneuerbaren Energien beeinflussen den Verlauf der Kostensenkung der Technologien und damit ihren Einsatz. Je rascher das Kostensenkungspotenzial der erneuerbaren Energien realisiert wird und je langsamer das von CCS zum Tragen kommt, desto weniger wird CCS genutzt werden. Nicht voraussehbare Entwicklungssprünge und durch Lerneffekte nicht verminderbare Anteile der Kosten (z.B. für Brennstoffe) in beiden Technologiebereichen können allerdings einen starken Einfluss auf ihre zukünftigen Marktanteile haben.
- Leckageraten, die das langsame Entweichen von CO₂ aus Speicherformationen quantifizieren, müssen deutlich unter 0,1 Prozent im Jahr liegen, damit CCS überhaupt effizient eingesetzt werden kann.
- Die Diskontrate bestimmt die Gewichtung von Konsum über den Verlauf des Planungshorizonts. Wird durch Wahl einer hohen Diskontrate angenommen, dass der Wohlfahrt in der Gegenwart ein höheres Gewicht eingeräumt und folglich weniger in die regenerativen Energien investiert wird, kommt CCS stärker zum Zuge, und die stärkere Nutzung der regenerativen Energien wird weiter in die Zukunft verlagert. Dies geschieht vor allem dann, wenn die Realisierung von Lernraten in regenerativen Energien im Verhältnis zu denjenigen von CCS hohe Anfangsinvestitionen erfordert.
- Die mit der potenziellen Verknappung fossiler Ressourcen einhergehenden steigenden Extraktions- und Explorationskosten wirken sich deutlich auf die Rolle von CCS aus: Erhöhen sich die Kosten für fossile Energieträger erst relativ spät, wird CCS aufgrund der Attraktivität der fossilen Brennstoffe stark genutzt werden, um das vorgegebene Klimaschutzziel überhaupt erreichen zu können. Unterstellt man dagegen „Peak-Oil“-Szenarien, die von einem raschen Kostenanstieg wegen Verknappung der Ölvorkommen ausgehen, kommt es möglicherweise deutlich früher zu der Substitution verschiedener fossiler Energieträger und damit einem geringeren Bedarf für CCS. In der zeitlichen Dynamik und den Wirkungszusammenhängen sind diese Effekte aber noch nicht vollständig erfasst.
- Die Nutzung von CCS lohnt sich auch dann, wenn sich der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie für den Einsatz im großen Maßstab um einige Dekaden verzögert. Steht CCS allerdings erst ab 2050 zur Verfügung, nimmt die Menge des gespeicherten CO₂ zur Erreichung der Klimaschutzziele deutlich ab, da es lohnender ist, von Beginn an die regenerativen Energien zu forcieren.

Ergebnis der ökonomischen Szenarienanalyse ist, dass CCS auf globaler Ebene einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten

kann. CCS kann die Aufgabe einer „Brückenfunktion“ übernehmen, Emissionen in dem Maße zu vermeiden, wie erneuerbare Energien und Effizienzsteigerungen dazu allein noch nicht in der Lage sind – insofern können sich die technologischen Optionen ergänzen. Außer Frage steht allerdings, dass eine nachhaltige Minderung des Klimawandels im Energiesektor auf Dauer nur durch regenerative Energien und hohe Energieeffizienz erreichbar ist.

Insgesamt könnte den Berechnungen zufolge durch den Einsatz von CCS die Begrenzung der atmosphärischen CO₂-Konzentration auf unter 450 Parts per Million (ppm) im Verlauf des 21. Jahrhunderts mit einem relativen Verlust von 0,6 Prozent des globalen Brutto-sozialprodukts gegenüber dem Business-as-Usual-Pfad erreicht werden, wobei in der Summe ca. 456 Gigatonnen Kohlenstoff (GtC) (respektive 1 672 Gigatonnen CO₂) eingefangen und gespeichert werden müssten. Diese Ergebnisse sind als plausible mittlere Größenordnung zu verstehen unter Annahme einer Leckage von 0,05 Prozent pro Jahr und einer Lernrate der regenerativen Energien von 15 Prozent. Der genaue Umfang der kumulierten Speicherung und der Kostenreduktion hängt von der Entwicklung der untersuchten Unsicherheitsfaktoren ab. Es zeigt sich in den Modellrechnungen, dass mit der Kombination beider Maßnahmen (Erneuerbare Energien/Energieeffizienz und CCS) die Erreichung engagierter globaler Klimaschutzziele mit vergleichsweise geringen ökonomischen Wachstumsverlusten möglich ist. Die berechneten Wachstumsverluste relativieren sich weiter, wenn notwendige Investitionen in Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel gegengerechnet werden.

Die Einführung von CCS im großen Maßstab setzt voraus, dass ein institutioneller Rahmen implementiert wird, der die Verantwortung für Risiken aus CCS sinnvoll regelt und Anreize zur Nutzung möglichst sicherer Speicheroptionen bietet.

Die Rechtslage ist national wie international in vielen Details noch ungeklärt, und spezielle Rahmenwerke für CCS sind noch zu entwickeln. Die Prinzipien des Umweltrechts fordern den Gesetzgeber dazu auf, angesichts der Langfristigkeit der CO₂-Speicherung geeignete Regelungen für den Umgang mit künftigen Risiken sicherzustellen und dabei zwischen einer Haftung für Schäden durch den Unternehmer und der Letztverantwortung durch den Staat geeignet abzuwägen. Der Überwachung der Speicherstätten und der Definition einer angemessenen Leckagerate kommen dabei besondere Bedeutung zu. Wegen der grenzüberschreitenden Auswirkungen von CCS sind internationale Vereinbarungen unabdingbar.

Eine Einbettung von CCS in internationale Klimaschutzvereinbarungen ist – wie in der ökonomischen Analyse gezeigt – sinnvoll: CCS ist allerdings derzeit in den Mechanismen der UN-Klimarahmenkonvention noch nicht verankert. Richtlinien zur Verbuchung der durch CCS eingesparten (und ggfs. wieder entweichenden) Emissionen sind noch nicht implementiert. Dies

ist eine wichtige Voraussetzung, um CCS auch in die flexiblen Mechanismen der Klimarahmenkonvention einbeziehen zu können. Mit Bezug auf die Debatte zwischen den beiden grundsätzlichen Herangehensweisen an Klimaschutzvereinbarungen (Cap and Trade-System und Technologieprotokoll) könnte CCS mit den noch zu meistern technologischen Herausforderungen ein Beispiel dafür sein, dass eine Kombination beider Ansätze möglich und sinnvoll erscheint.

Die Regelung der Verantwortung für Risiken aus CCS könnte durch handelbare **Carbon Sequestration Bonds** geschehen, die vom Unternehmer eines CCS-Projekts zu erwerben sind und bei Leckage anteilig entwertet werden. Das Bond-System bietet Anreize zur effizienten Begrenzung der Schäden durch CO₂-Leckage und bindet die Finanzmärkte und damit auch die Öffentlichkeit (über Investitionsentscheidungen für sichere CCS-Projekte) in die Kontrolle der Risiken mit ein. Einnahmen des Staates aus entwerteten Bonds können für die Förderung erneuerbarer Energien verwendet werden, so dass die Verzögerung ihrer Entwicklung, die aus der Nutzung einer unsicheren Speicheroption resultiert, ausgeglichen wird.

Kapitel 1

Ausgangssituation und Zielsetzung der Untersuchung

Langfristszenarien über die zukünftige Entwicklung des Energiesystems, wie sie in letzter Zeit u.a. für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ und das BMU bzw. das Umweltbundesamt entwickelt worden sind, zeigen, dass der Übergang in eine klimaverträgliche Energieversorgung stark zu Lasten des Energieträgers Kohle geht. Andererseits ist Kohle der fossile Energieträger mit den größten globalen Reserven, sie ist zudem breit regional gestreut und birgt weniger geopolitische Risiken in sich, als dies für Erdöl und Erdgas der Fall ist.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie Kohle zukünftig klimaverträglicher eingesetzt werden kann. Neben der Verbesserung der Effizienz der verschiedenen Nutzungsformen von Kohle – in erster Linie betrifft dies die Wirkungsgradsteigerung im Kraftwerksbereich und ihren verstärkten Einsatz in der Kraft-Wärme-Koppelung – kann hierzu auch die Technologielinie der CO₂-Abtrennung und Speicherung (englisch CCS = Carbon Capture and Storage) beitragen. Ihr erfolgreicher Einsatz könnte es ermöglichen, auf der Basis von Kohle „CO₂-arme“ Endenergieträger bereitzustellen. Die Erzeugung von Strom und insbesondere Wasserstoff als universell einsetzbarer und speicherbarer Energieträger ist in diesem Zusammenhang von Bedeutung. Generell gilt dies auch für Erdgas und Öl, auch wenn Erdgas aufgrund der geringeren Kohlenstoffintensität aus Klimaschutzsicht weniger kritisch zu betrachten ist.

Bezüglich der Möglichkeiten der Abtrennung von CO₂ und vor allem dessen sicherer und langfristiger Speicherung sind aus heutiger Sicht aber noch viele Fragen offen. Dies betrifft nicht nur die überhaupt verfügbaren Potenziale (und deren regionale Verteilung) für die dauerhafte Verbringung von CO₂ in sichere Lagerstätten, sondern auch die hiermit verbundenen Kosten und ökologischen Risiken. Gelingt es, die CO₂-Abtrennung und -Speicherung als neue technologische Optionen zu vertretbaren Kosten und bei ökologisch akzeptablen Auswirkungen zu erschließen, könnte hierdurch ein deutlicher Beitrag für eine (versorgungs-)sicherere und klimaverträglichere Energieversorgung geleistet werden.

Die bisher in diesem Themenbereich vorliegenden Untersuchungen beschäftigen sich vorwiegend mit der generellen technischen Machbarkeit des Konzepts. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen über die gesamte Prozesskette (z.B. Energiebilanz, kumulierte Energieaufwendungen, Umweltwirkungen, Rohstoffeinsatz, Risiken, Kosten), wie sie für andere

neue Energietechnologien – insbesondere die regenerativen Energien – heute selbstverständlich ist, liegt bisher nicht vor. Erst nach einer solchen Prüfung kann entschieden werden, wie umweltentlastend diese Technologieoption wirklich ist, welche Vorzüge oder Nachteile sie gegenüber regenerativen Energien besitzt und welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsstruktur liefern kann. Hier liegt der Fokus der durchgeführten Untersuchung.

Besondere Aktualität bekommt dieses Projekt angesichts verschiedener u.a. politischer Initiativen zur Nutzung der sog. „Clean Coal“-Option, umfangreicher Forschungsaktivitäten (in Deutschland insbesondere durch das vom BMWi geförderte COORETEC-Programm) und durch das Umweltbundesamt mit seinen Mitte 2006 veröffentlichten Thesen über die Bewertung von CCS aus Nachhaltigkeitssicht.

Immer mehr Forschungsinstitute, Politiker, aber auch Nichtregierungsorganisationen sprechen sich für eine Untersuchung und Prüfung der „Clean-Coal“-Technologie aus (z.B. der WBGU in seinem Bericht „Energiewandel“). Schließlich ist mittlerweile seitens der Energiewirtschaft für 2008 die Inbetriebnahme einer kleinen CCS-Demonstrationsanlage (30 MW_{th}-Kessel der Vattenfall Europe am Standort Schwarze Pumpe) geplant und für das Jahr 2014 die Inbetriebnahme eines ersten kommerziellen Großkraftwerkes mit CO₂-Abscheidung durch RWE Power angekündigt worden.

Die bisher vorliegenden Erkenntnisse zeigen, dass der Einstieg in die CO₂-Abtrennung und -Speicherung nur in großtechnischem Maßstab sinnvoll ist. Die Entscheidung, ob hier ein zukünftiger energiepolitischer Schwerpunkt gesetzt werden soll, muss vor dem Hintergrund der hohen Vorleistungen und der Wechselwirkungen mit anderen Optionen zur Minderung von Treibhausgasen mit großer Sorgfalt und hinreichender Solidität abgeleitet werden. Anerkannt ist heute, dass neue Technologien für eine zukünftige Energieversorgung zahlreichen Kriterien technologischer, struktureller, ökonomischer, ökologischer und sozialer Art genügen müssen, bevor sie als zukunftsfähige Optionen für eine nachhaltige Energieversorgung gelten können. Im Gegensatz zu früher werden sie daher einem strengen Ausleseprozess unterzogen, bevor ihre Eignung als zukünftige Schlüsseltechnologie feststeht. Neben detaillierten Untersuchungen zu den Potenzialen, zu den zukünftig erzielbaren Kosten einer Technologie sowie ihren möglichen industriepolitischen und sozialen Auswirkungen sind differenzierte Lebenszyklusanalysen des Gesamtsystems bzw. der gesamten Nutzungs-

kette ein geeignetes Instrument, um die Brauchbarkeit neuer Technologien vor dem Hintergrund verschiedener Nachhaltigkeitskriterien zu überprüfen. Für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energien (REG) als einer wesentlichen weiteren Option zur Vermeidung von Treibhausgasen stehen hierfür bereits sehr differenzierte Daten zur Verfügung. Auch für zahlreiche Technologien im Effizienzbereich (z.B. moderne Kraft-Wärme-Kopplung – KWK) existieren geeignete Daten für eine solide Einschätzung ihrer Leistungsfähigkeit sowie Umwelt- und Systemverträglichkeit.

Ziel des Projekts ist es daher, die zur Zeit diskutierte Vielfalt von Technologien der CO₂-Abtrennung und -Speicherung auf ihre grundsätzliche Eignung für eine zukünftige Energieversorgung zu prüfen. Aus dem Ergebnis dieser Prüfung sollen mehrere Referenzsysteme und praxisnahe Systemkonfigurationen zur Bereitstellung von Elektrizität und Wasserstoff abgeleitet und sämtliche relevanten Daten ermittelt werden, die für eine vollständige Einordnung und Bewertung im Rahmen des Leitkonzepts einer zukünftigen nachhaltigen Energieversorgung von Bedeutung sind. Auf dieser Basis können dann sowohl die grundsätzliche Leistungsfähigkeit der vorgeschlagenen Technologien, ihre noch erforderlichen technologischen Entwicklungsschritte und ihre Umweltverträglichkeit abgeleitet werden. Ein systematischer Vergleich mit anderen Optionen einer klimaverträglichen Energieversorgung – speziell der Nutzung regenerativer Energien – erfolgt anschließend. Vor diesem Hintergrund ist auch die Diskussion der möglichen Rolle dieser Option in längerfristigen Szenarien der Energieversorgung zu führen. Daraus können Hinweise für den zeitlichen Ablauf weiterer Entwicklungsschritte (Infrastrukturaufbau) und für notwendige energiepolitische Grundsatzentscheidungen gewonnen werden. Die hier vorgenommene Untersuchung liefert eine differenzierte Datenbasis für die energie-, insbesondere aber auch klimapolitische Einordnung der Option der CO₂-Abtrennung und -Speicherung. Sie kann damit einen wichtigen Beitrag für die anstehenden Entscheidungen in der Energiepolitik leisten.

Zusammenfassend steht die Untersuchung unter folgenden Leitfragen:

- Wie sehen denkbare Pfade für die CO₂-Abtrennung und -Speicherung aus (Technologien, Infrastrukturen, Entwicklungszeiträume)?
- Wie stellt sich die Gesamtlebenszyklusbilanz dieser Prozessketten dar und wie ist diesbezüglich die CO₂-arme fossilbasierte Stromerzeugung im Vergleich zu anderen CO₂-freien Optionen (insbesondere den regenerativen Energien) zu werten (Vergleich auf gleicher Augenhöhe)?

- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und -Speicherung für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen relevanten Optionen leisten – und wann (systematischer Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologische Restriktionen usw.)?
- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und -Speicherung als mögliche Brücke in ein regeneratives Energiesystem spielen?

Der hier vorliegende Endbericht gliedert sich in **fünf Teilbereiche**:

Im **ersten** Schritt (Einführung und Hintergründe) werden die treibenden Kräfte und die Haltung relevanter Akteure zu CCS untersucht.

Im **zweiten** Teilbereich werden zunächst die technologischen Entwicklungen im Bereich der CO₂-Abtrennung (bei der Stromerzeugung oder der Wasserstoffbereitstellung) einerseits und die Prozessstufen CO₂-Abtrennung, -Transport und -Speicherung andererseits detaillierter betrachtet.

Im **dritten** Schritt erfolgt eine vergleichende Bewertung von CCS mit anderen relevanten Klimaschutztechnologien auf der Basis eines umfassenden Kriterienkataloges. Dabei wird zunächst mit dem Hilfsmittel der Life Cycle Analysis (LCA) eine eingehende vergleichende Analyse der ökologischen Performance der CO₂-Abtrennung und -Speicherung im Verhältnis zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien durchgeführt. Gleichermaßen wird eine vertiefende Betrachtung der ökonomischen Parameter vorgenommen. Die Vergleichsanalyse mit erneuerbaren Energien wird mit Hilfe zusätzlicher Kriterien weiter spezifiziert und ausgeweitet.

Im **vierten** Schritt wird für Deutschland eine Einschätzung der nationalen energiewirtschaftlichen Bedeutung von CCS vorgenommen. Im Rahmen dieser Einschätzung werden eingehende System- und Szenarioanalysen durchgeführt. Dabei wird die energie- und klimapolitische Bedeutung einer Einführung von CCS im Verhältnis zu den erneuerbaren Energien bewertet.

Schließlich erfolgt im **fünften** Schritt eine stärker global orientierte Diskussion von CCS, indem die Anforderungen und Voraussetzungen für eine erfolgreiche internationale Umsetzung dieser Technologie aufgezeigt werden.

Die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung sind in der vorangestellten **Zusammenfassung** sowie – weiter auf die Kernaussagen verkürzt – in den zusammenfassenden **Thesen** dargestellt.

Kapitel 2

Terminologie

Zu dem Thema der „CO₂-Abtrennung und -Speicherung“ wird sowohl in der deutsch- als auch in der englischsprachigen Literatur eine zum Teil uneinheitliche Terminologie verwendet¹. Die Thematik selber wird häufig unter dem Begriff „emissionsarmer/-freier (Kohle-)Kraftwerke“ (engl.: „Clean Coal“²) subsumiert. In den nachfolgenden Tabellen ist eine Auswahl von den in der Literatur gebräuchlichen deutschen bzw. englischen Begriffen wiedergegeben. In der ersten Spalte ist jeweils der Oberbegriff für den gesamten Prozess von der CO₂-Abspaltung über Umwandlung und Transport bis hin zur Einspeicherung genannt. Die zweite und dritte Spalte führen Begriffssynonyme für die Einzelprozesse der CO₂-Abtrennung bzw. der CO₂-Einspeicherung auf.

Dabei ist zu beachten, dass die Begriffe unterschiedlich scharf den jeweiligen Sachverhalt treffen. „Speicherung“ meint beispielsweise im strengeren Sinne die temporäre Aufbewahrung von Gegenständen zum Zweck der späteren Entnahme. Dies trifft auf die CO₂-Thematik nur dann zu, wenn die „Einspeicherung“ bewusst als eine Zwischenlösung angesehen wird. Abhängig von der Speichertechnologie und somit auch von der Größenordnung der Leckagerate könnte dies dann wiederum eine zutreffende Bezeichnung sein.

Einige in der Spalte „CO₂-Einspeicherung“ geführte Begriffe beziehen sich nur auf bestimmte Lagerstätten, z.B. ist mit „Verklappung“ oder „Versenkung“ das Einbringen von CO₂ im Meer gemeint. Zu beachten ist ferner, dass mit unterschiedlichen Begriffen bereits eine Wertung einhergehen kann. So erscheint beispielsweise der Begriff „Speicherung“ eher positiv, der Begriff „Einbringung“ neutraler, während der Begriff „Endlagerung“ eher negativ besetzt ist. Diese negative Besetzung erfolgt insbesondere wegen der kontroversen Diskussion über die radioaktiven Abfallstoffe aus dem nuklearen Brennstoffkreislauf. Richter (2003) unternimmt vor diesem Hintergrund den Versuch der Einteilung

unterschiedlicher Begriffsverwender in die Gruppe der Befürworter und Gegner der „CO₂-Sequestrierung“.

Im vorliegenden Bericht werden in erster Linie die in den aufgeführten Tabellen fett markierten Begriffe

- **deutsch:** CO₂-Sequestrierung/CO₂-(Ab-)Trennung/CO₂-(Ein-)Speicherung bzw. Rückhaltung
- **englisch:** CO₂-Sequestration/Capture/Storage

verwendet. Als Abkürzung wird die international übliche englische Version „CCS“ (= Carbon Capture and Storage) benutzt.

Tabelle 2-1: Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO₂-Sequestrierung“

CO ₂ -Sequestrierung	CO ₂ -(Ab-)Trennung	CO ₂ -(Ein-)Speicherung
CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung	Abspaltung	(End-/Ein-)Lagerung
	Abscheidung	Entsorgung
	Einfangen	Deponierung
	Rückhaltung	Ein-/Verbringung
	Bindung	Einspeisung
		Injektion
		Verpressung
		Versenkung
		Verklappung

Tabelle 2-2: Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO₂-Sequestrierung“

CO ₂ -Sequestration (Sequestrierung)	Capture (Einfangen)	Storage (Speicherung, Lagerung)
CCS (Carbon Capture and Storage)	Separation (Trennung)	Disposal (Erledigung, Beseitigung, Entsorgung)
Carbon Management		Discharge (Einleitung, Entlassung, Entladung)
		Injection (Injektion, Einspritzung)
		Dumping (Ablassen, Wegkippen)
		Removal (Fortschaffen, Wegschaffen, Beseitigung)

- 1 Unter „Sequestrierung“ (bzw. engl. „Sequestration“) wird z.B. i.d.R. der Gesamtprozess von der Abtrennung über den Transport bis zur Speicherung verstanden. Teilweise ist in der Literatur jedoch mit diesem Begriff nur die CO₂-Abtrennung im Kraftwerk und an anderer Stelle wiederum ausschließlich die Einspeicherung z.B. in eine geologische Lagerstätte gemeint.
- 2 Die Begriffe „emissionsfrei“, „CO₂-frei“ bzw. „clean“ sind irreführend, da mit heutiger Technologie nur eine CO₂-Minderung am Kraftwerk von ca. 80 Prozent bis max. 95 Prozent gegenüber konventionellen Kraftwerken möglich ist. Darüber hinaus werden je nach Technologie unvermindert weitere Schadstoffe (SO₂, NO_x, Stäube usw.) ausgestoßen, ggf. wegen des erhöhten Energiebedarfs sogar in größeren Mengen als im Referenzfall.

Kapitel 3

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung

Die Entwicklung von Technologien für Abtrennung, Transport sowie Speicherung von CO₂ wird von verschiedenen Seiten gefördert bzw. erhält durch unterschiedlichste Aspekte Unterstützung. Zu diesen gehören:

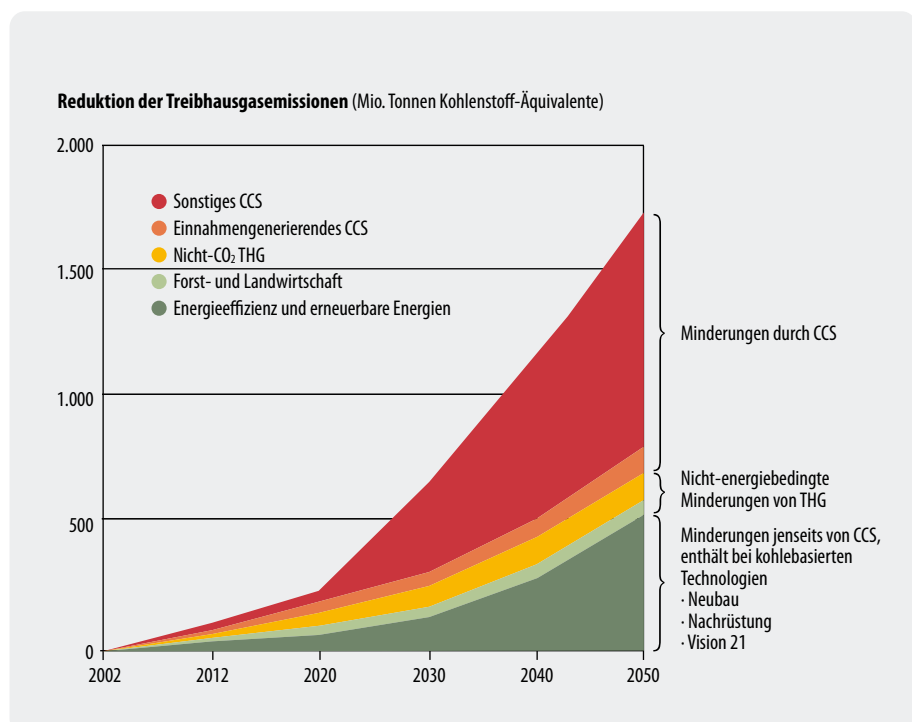
Globaler Treiber Klimaschutz: Im Zusammenhang mit der Notwendigkeit der Minderung der Treibhausgasemissionen, insbesondere von CO₂, erhält CCS auf globaler Ebene Aufwind. Dies gilt insbesondere aus dem Blickwinkel derjenigen Akteure, die bezweifeln, dass die langfristigen Klimaschutzziele allein bzw. schnell genug mit dem Ausbau regenerativer Energien und einer signifikanten Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden können. CCS könnte aus deren Sicht – sofern eine entsprechende Akzeptanz bei den verschiedenen Akteuren (inklusive der Verbraucher) hergestellt werden könnte – den Handlungsspielraum deutlich ausweiten und den Entwicklungsdruck aus dem Regenerativ/Energieeffizienz-Pfad herausnehmen. Einige Akteure sprechen daher auch von einer „Jokerfunktion“ von CCS. Zu den Befürwortern gehören aber teils auch jene Staaten, die bisher im internationalen Klimaschutzprozess eine eher ablehnende Haltung vertreten. Hier ist in erster Linie die USA als ein großer Förderer der CO₂-Abtrennung zu nennen. Eine vom US-amerikanischen Energiemi-

nisterium (DoE) erstellte Roadmap sieht die ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen für das Jahr 2018 vor (DoE 2003). CCS wird in den wenigen vorliegenden Klimaschutzszenarien für die USA eine dominierende Rolle eingeräumt. Eine Stabilisierung der Emissionen auf dem heutigen Niveau halten die Experten des DoE nur dann für möglich, wenn überwiegende Anteile an Einsparungen aus der CO₂-Abtrennung und -Speicherung resultieren (Abbildung 3-1).

Dieser „Enthusiasmus“ erklärt sich aus der Befürchtung, dass ein verstärkter Einsatz regenerativer Energien und eine Erhöhung der Energieeffizienz zu einer nicht tragfähigen Belastung für die Wirtschaft führen und die „Freiheit“ des Energieeinsatzes zu sehr einschränke. Zudem spielt die starke Lobby der Öl- und Kohleunternehmen für die Meinungsbildung der US-amerikanischen Regierung in diesem Punkt eine bedeutende Rolle. Die Weiterentwicklung von CCS hat die USA auch als wesentliche Aufgabe in die Asia-Pacific Partnership eingebracht.

Aber auch in anderen Ländern erfährt die CO₂-Abtrennung und -Speicherung vor dem Hintergrund des Klimaschutzes große Unterstützung. Dies gilt z.B. für Japan, die Niederlande, aber auch für Deutschland.

Abbildung 3-1:
Reduktionserfordernisse
gegenüber dem Trend zur
Stabilisierung der CO₂-
Emissionen in den USA
(DoE 2003)



In Deutschland hat als erstes Energieversorgungsunternehmen Vattenfall Europe mit dem Bau eines CO₂-armen Demonstrationskraftwerks auf Oxyfuel-Basis (30 MW_{th}-Dampfkessel in der ersten Projektphase) begonnen. Zudem ist mit COORETEC ein großes Forschungs- und Entwicklungsprogramm vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) aufgelegt worden.

Nationale Versorgungs- und Energiesicherheit: Die Verpflichtung zum Klimaschutz kollidiert teilweise mit der Forderung von Staaten und Staatengemeinschaften zur Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung ihrer Versorgungssicherheit und Energiesicherheit (vgl. die Grünbücher der Europäischen Union zur Versorgungssicherheit und Energiesicherheit (EU 2006, 2001)). Für viele Länder ist dabei ein Sockelbeitrag an fossilen Energieträgern (hauptsächlich Kohle) unerlässlich, da sie in vielen Ländern selber produzierbar sind. Um die Klimaschutzziele dennoch zu erreichen, ist in dieser Argumentationskette die CO₂-Abtrennung und -Speicherung unter Beibehaltung oder sogar Ausweitung des fossilen Anteils ein zwingendes Erfordernis.

Zahlreiche Staaten zeigen derzeit ein sehr starkes Wirtschaftswachstum, allen voran Indien und China. Zu deren Energieversorgung ist aus ihrer Sicht der Ausbau der Nutzung heimischer Kohlevorkommen essentiell, da andere Energieträger entweder nicht so einfach, so rasch oder so billig verfügbar sind. Auch wenn diese Länder bisher keine quantifizierten Klimaschutzverpflichtungen eingegangen sind, spielt für sie der Schutz des Weltklimas eine zunehmend wichtige Rolle.

Technologisches Innovationspotenzial und Exportchancen: Die Entwicklung neuer Technologien erleichtert zum Teil die Abtrennung von CO₂ aus dem Kraft-

werksprozess. Dies gilt z.B. für Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC), bei denen das CO₂ vor dem Verbrennungsprozess relativ einfach aus dem bei der Vergasung entstehenden Synthesegas abgetrennt werden kann. Die anschließende Speicherung wird als eine konsequente Fortführung des Prozesses im Sinne des Klimaschutzes betrachtet. Hier ist die Abtrennung von CO₂ also nicht direkter Zweck – wie z.B. bei der Rauchgasreinigung die Abtrennung von Schwefeldioxyden oder Stickoxiden – eines neuen Prozesses, sondern ein Nebeneffekt.

Ein vergleichbarer Punkt ist die Kompatibilität mit einer kohlebasierten Wasserstoffenergiewirtschaft (Polygeneration von Strom, Wärme, Synthesegasen und Wasserstoff). Derzeit besteht eine optimistische Haltung bezüglich des zukünftigen Einsatzes des Energieträgers Wasserstoff (H₂). Eine Möglichkeit der Erzeugung von H₂ ist der Weg über die Kohlevergasung. Aufgrund der gestiegenen Öl- und Gaspreise findet diese Entwicklungslinie zunehmend Beachtung. Ähnliches gilt auch für die Verflüssigung von Kohle zur Bereitstellung von Treibstoffen, kurz Coal-to-Liquid (CTL). Um diese Prozesse klimaverträglicher zu gestalten, ist eine sichere Speicherung des als Nebenprodukt entstehenden CO₂ notwendig.

Anlagenbauer: Zahlreiche Zulieferer und Anlagenbauer sehen in der großmaßstäblichen Einführung von CO₂-Abtrennungsverfahren große wirtschaftliche Chancen. Nicht nur zusätzliche Komponenten im Kontext mit dem Bau von fossilen Kraftwerken sollen abgesetzt, sondern auch der Markt für Großkraftwerke insgesamt aufrecht erhalten werden. Der hohe Anteil hochwertiger (High-Tech-)Komponenten in Kohlekraftwerksprozessen mit CO₂-Abscheidung bedeutet zudem entspre-

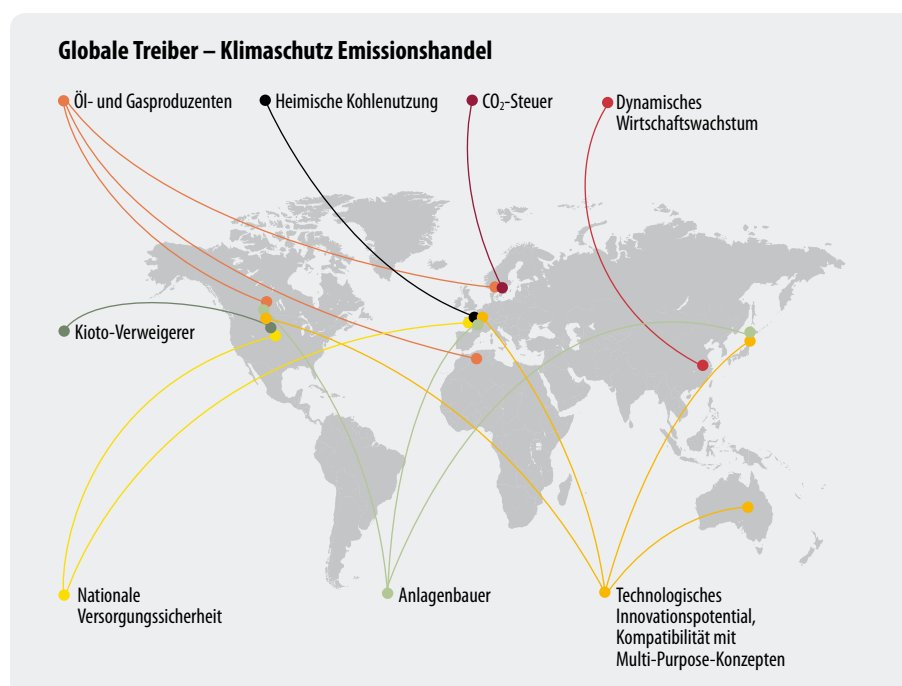


Abbildung 3-2:
Treiber von CO₂-Abtrennung
und -Speicherung weltweit

chend hohe Wertschöpfungsanteile beim Export dieser Technologien. Auch Anlagenanbieter aus dem Bereich Pipelinebau würden bei dem Aufbau einer Transportinfrastruktur für CO₂ weitere Geschäftsfelder erschließen können.

Wirtschaftliche Anreize: In mehreren Staaten existiert eine CO₂-Steuer, z.B. in Dänemark und Norwegen. Der hierdurch bestehende wirtschaftliche Anreiz zur Vermeidung von CO₂-Emissionen war für die norwegische Ölgesellschaft Statoil der maßgebliche Grund, das weltweit bislang größte CO₂-Speicherungsprojekt zu starten: Jährlich wird ca. 1 Million Tonnen CO₂, das bei der Förderung von Erdgas am Sleipner-Feld als unerwünschtes Begleitgas anfällt, in eine geologische Formation (Statoil 2004) eingespeichert. Erdölunternehmen haben ein zunehmendes Interesse an der CO₂-Abtrennung, da CO₂ im Rahmen des sog. Enhanced Oil Recovery (EOR) die Ausbeute der Erdölförderung erhöhen kann.

Die einzelnen Treiberfaktoren sind regional durchaus unterschiedlich zu gewichten. Die vorstehende Abbildung 3-2 zeigt eine grobe Übersicht über die in den einzelnen Weltregionen jeweils maßgeblichen Faktoren.

3.1 Nicht-Regierungsorganisationen international und in Deutschland

Die nachfolgende Zusammenstellung basiert auf einer Analyse schriftlich vorliegender Äußerungen der einzelnen Verbände und Organisationen, ergänzt um eine telefonische Befragung in den Jahren 2004 bis 2007. Aufgrund des oft noch nicht abgeschlossenen Meinungsbildungsprozesses kann hier nur ein Zwischenstatus dargestellt werden.

Auf internationaler Ebene gestaltet sich die Meinungsbildung der Nichtregierungsorganisationen (NRO) als sehr vielschichtiger Prozess. Übereinstimmung zwischen den NRO (beinhaltet auch NRO außerhalb Europas) gibt es nur in drei Punkten:

- die Speicherung von CO₂ in Ökosystemen – namentlich Ozeane – wird abgelehnt,
- zum jetzigen Zeitpunkt (Stand: November 2007) sind keine ausgesprochenen „Anti-CO₂-Entsorgungs“-Kampagnen geplant,
- Regenerative Energien und die rationellere Energienutzung sind der CO₂-Speicherung vorzuziehen und deren Umsetzung zu forcieren.

Eine darüber hinausgehende einheitliche Positionierung besteht nicht. Maßgeblich dafür ist zum einen, dass sich die nationalen NRO auf die jeweilige Energiesituation (zu erwartender Verlauf des Energieverbrauchs, Energieträgermix, heimische Vorkommen etc.) des Landes beziehen (müssen). Zum anderen sind die Schwerpunkte der einzelnen Verbände und Organi-

sationen sehr unterschiedlich. Während für die einen der Klimaschutzgedanke im Vordergrund steht und eine weitergehende Wahl der Mittel einschließt, orientieren sich andere eher an einer breiten Palette von Zielen, wie lokale Ökologie, Konkurrenzen mit regenerativen Energien und anderen.

Die deutschen NRO stehen der Speicherung von CO₂ im internationalen Vergleich generell eher skeptisch gegenüber, haben aber keine geschlossene Position. Prioritär ist für sämtliche deutsche NRO der Ausbau von regenerativen Energien und eine rationellere Energienutzung. Damit verbunden ist die Befürchtung, dass die Förderung von CCS-Forschung zu Lasten der Forschung im Bereich regenerativer Energien und der Energieeffizienz gehen könnte.

Der **Naturschutzbund** (NABU) äußert sich mit Zurückhaltung, da es sich bei CCS um einen klassischen „End-of-Pipe“-Ansatz handle. Probleme in der Vorkette (Brennstoffbereitstellung) würden nicht gelöst, sondern eher noch verstärkt. Hierzu zählt der NABU neben anderen die Umweltschäden beim Braunkohletagebau (NABU 2005).

Der **Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland** (BUND) hält CCS für „kein[en] Lösungsweg für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland.“ (BUND 2006). Als Gründe werden der hohe zusätzliche Energieaufwand, die Unterschätzung der Gefahren der „CO₂-Endlagerung“ und hohe Kosten genannt. Der Einsatz von CCS verhindere eine Energiewende hin zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien in Deutschland (BUND 2005, 2006).

Robin Wood lehnt CCS ab. Gründe hierfür sind steigende Stromkosten, der hohe Primärenergieeinsatz und die möglichen Gefahren der CO₂-Speicherung. Robin Wood wendet sich außerdem gegen den Begriff „CO₂-frei“ als irreführend, da auch bei CCS immer noch Emissionen freigesetzt werden (Robin Wood 2006).

WWF Deutschland folgt der Position von WWF International und befürwortet die CO₂-Speicherung unter bestimmten Bedingungen (WWF 2005, 2004):

- keine Speicherung in Ozeanen, offenen Aquiferen und Seen,
- eine internationale Kontrolle über die Speicherung muss eingeführt werden,
- öffentliche Forschungsgelder für CO₂-Speicherung sollten keinen Einfluss auf die Höhe der Forschungsgelder für regenerative Energien haben,
- Emissionshandel: nur entwickelte Länder mit „CO₂-Deckeln“ sollten „Carbon and Storage“ anrechnen dürfen,
- CCS dürfte nur in Ergänzung zum Ausbau regenerativer Energien eingesetzt werden, nicht zur Ersetzung derselben.

Positiv sieht WWF die Rolle der CO₂-Speicherung auch deswegen, weil sie ihrer Meinung nach als Brückentechnologie agieren kann, bis andere Technologien so weit entwickelt sind, dass sie entscheidende CO₂-Minderungsbeiträge leisten können.

Greenpeace Deutschland und Greenpeace International vertreten ebenfalls eine identische Position: CCS wird im Allgemeinen abgelehnt. Sollte allerdings der Einstieg in die CO₂-Abtrennung und -Speicherung erfolgen, dürfe dies nur als zusätzliche Option, nicht als Ersatz für die verstärkte Nutzung von regenerativen Energien und Energieeinsparung genutzt werden. Des Weiteren müssten mehrere „essentielle Bedingungen“ erfüllt werden (Greenpeace 2004, 2007):

- CO₂-Deponien müssen über mehrere Jahrtausende leakagefrei nutzbar sein;
- Speicherung nur in leeren Öl- und Gaslagerstätten, keine Speicherung in Ozeanen, Kohleflözen, Salzstöcken; Speicherung in salinen Aquiferen nur nach eingehender Prüfung auf Sicherheit, Nutzungskonflikte und Umweltverträglichkeit;
- keine Nutzung von CO₂ für EOR und EGR;
- Erstellung nationaler/europäischer/internationaler Richtlinien zum Umgang mit der CO₂-Speicherung;
- keine Anrechenbarkeit von CCS im Rahmen von CDM-Maßnahmen;
- Emissionshandel: bei der Einbindung von CO₂-Speicherung herrscht noch Diskussionsbedarf;
- Forschung & Entwicklung: öffentliche Forschungsgelder sollten ausschließlich für die Erforschung der Speicher eingesetzt werden (da Sicherheit von öffentlichem Interesse ist);
- Export der Technologie erst nach Prüfung/Nachweis der sicheren Anwendung in Industrieländern.

Überdies sieht Greenpeace für CCS in Industrieländern keinen Bedarf (Greenpeace 2005).

Germanwatch lehnt die CO₂-Speicherung als alleiniges Instrument zur Emissionsminderung ab, sieht sie jedoch in Ergänzung zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz als wichtiges Klimaschutzinstrument an. Gründe hierfür sind die noch offenen Fragen hinsichtlich der Qualität und Quantität der Lagerstätten, die langen Zeiträume, die bis zur Etablierung einer großmaßstäbigen Speicherung zu überbrücken sind und die damit fraglichen Beiträge zur tatsächlichen Emissionsminderung. Außerdem stellt Germanwatch die Befürchtung zur Diskussion, ob der großskalige Einsatz der CO₂-Speicherung den Übergang in ein solares Zeitalter prinzipiell nicht eher verhindern als beschleunigen würde. Aufgrund der erhöhten Stoffflüsse wird CCS aus ökologischen Gründen als

problematisch angesehen (Germanwatch 2004). Trotzdem hält Germanwatch es für notwendig, die Option CCS als Klimaschutzinstrument eingehend zu prüfen.

Climate Action Network (CAN) ist ein Dachverband von über 350 im Klimaschutz tätigen Nichtregierungsorganisationen weltweit. CAN Europe veröffentlichte im Mai 2006 eine Position zu CCS, die in weiten Teilen der Haltung zahlreicher NROs entspricht: keine Einleitung von CO₂ in die Ozeane, Vorrang für regenerative Energien und Energieeffizienz (z. B. im Bereich Forschungsförderung) sowie Zulässigkeit von CCS nur bei nachgewiesener langfristiger Leckagesicherheit der (geologischen) Speicher. Auch die Entwicklung eines rechtlichen Rahmens (Haftung der Betreiber bei undichten Speichern, keine Belastung der öffentlichen Hand) betrachtet CAN als unabdingbare Voraussetzung für die Einführung von CCS (CAN 2006).

3.2 Politische Parteien

Die **CDU** steht der Abtrennung und Speicherung von CO₂ positiv gegenüber. Sie sieht CCS als Mittel, um die Kohlendioxidemissionen weltweit zu senken und befürwortet weitere Forschungsanstrengungen in diesem Bereich. Ob entsprechende Technologiepfade auch für Deutschland relevant werden können, müsse in den kommenden Jahren geprüft werden (CDU 2004). Die Unionsparteien bezeichnen CO₂-arme fossile Kraftwerke als „wesentlichen Eckpfeiler“ ihrer Energiepolitik (Union 2002).

Im Beschluss der Bundestagsfraktion vom 16.10.2003 bezieht die **SPD** (15. Legislaturperiode) deutlich Stellung für CCS und fordert „... unverzüglich eine koordinierte Forschungsinitiative für CO₂-arme bzw. CO₂-freie Kraftwerke (CO₂-Abscheidung) ...“ (SPD 2003). In der von den Regierungsparteien des 15. Deutschen Bundestags (SPD und B90/Die Grünen) veröffentlichten Nachhaltigkeitsstrategie (Bundesregierung 2004) wurde die Speicherung von Kohlendioxid nicht explizit erwähnt. Lediglich in der Innovationsförderung war neben regenerativen Energien, Smart House und GuD das Feld „Clean Coal Technology“ aufgelistet.

Die **FDP** sieht in der Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid eine Option zur Emissionsreduktion. „Langfristig sollen die Möglichkeiten der CO₂-Abscheidung in Kohlekraftwerken und die CO₂-Speicherung und CO₂-Langzeitlagerung in verschiedenartigen Medien bzw. Erdformationen erforscht werden.“ (FDP 2003).

Die **PDS** (jetzt Bestandteil von Die Linke) veröffentlichte im September 2004 eine Stellungnahme zur Kohlendioxid-Speicherung. Sie kommt zum Schluss, dass in dem von ihr geforderten vollständigen Umstieg auf regenerative Energien bis 2050 für „Kohlekraftwerke, egal wie ‚visionär‘ ihre Technologie ist,“ kein Platz bestünde (PDS 2004).

Bündnis 90/Die Grünen haben direkt zur CO₂-Speicherung Stellung bezogen. In einem 2003 gefassten Beschluss der Grünen Bundestagsfraktion heißt es: „Da die ... Clean Coal Technologie ... technisch nicht ausgereift ist, wird sie im kommenden Investitionszyklus für Neubauten von Kraftwerken nicht zum Einsatz kommen. Bevor die technischen und wirtschaftlichen Defizite dieser Technologieform nicht gelöst sind, stellt sie kein Argument für den Ausbau von Kohlekraftwerken dar.“ (B90/Grüne 2003). Bereits im Dezember 2001 befasste sich die Bundestagsfraktion mit dem Thema (B90/Grüne 2001) und kam zum Schluss: „Derzeit existiert kein überzeugendes Konzept zur Deponierung [von CO₂] und auch die Wirtschaftlichkeit bleibt fraglich. Dennoch könnte diese Technologie in einigen Ländern interessant werden, sollten sich die technischen und ökonomischen Probleme tatsächlich lösen lassen ... International könnte den „Clean Coal“-Technologien in den nächsten Jahrzehnten gleichwohl eine andere Rolle [als in Deutschland] zukommen. ... Die Mitentwicklung und Erprobung dieser Technologien in Deutschland macht vor diesem Hintergrund durchaus Sinn.“ Auf der 26. Ordentlichen Bundesdelegiertenkonferenz im Dezember 2006 forderte Bündnis 90/Die Grünen im Kontext des deutschen Energiesystems, dass „die Energiewirtschaft beim Wort genommen werden“ müsse bezüglich CCS: „Auf neue Kohlekraftwerke muss so lange verzichtet werden, bis die angekündigten so genannten CO₂-freien Kraftwerke technisch machbar und ökologisch vertretbar sind“ (B90/Grüne 2006).

3.3 Ministerien und Sachverständigenräte

3.3.1 BMWi

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) unterstützt die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid mit dem Forschungsprogramm COORETEC. Dieses breit angelegte Forschungsprogramm soll die Grundlage dafür schaffen, den ab dem Jahr 2010 anstehenden Ersatz- und Neubaubedarf im fossilen Kraftwerkssektor auf hohem technischem Niveau durchführen zu können. Eine Forschungsrichtung des Programms ist die längerfristige Entwicklung von CO₂-armen Kraftwerken (zero emission power plants) (Rüggeberg 2004).

3.3.2 BMU und UBA

Trotz zahlreicher Forschungsansätze sind seitens des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Umweltbundesamtes (UBA) noch viele Fragen hinsichtlich einer sicheren, langfristigen, sozialverträglichen sowie ökologisch und ökonomisch vertretbaren CCS-Anwendung offen. Insbesondere fehle bisher eine gesamtsystematische Betrachtung in Form einer Ökobilanz, die Analyse möglicher energiewirtschaftlicher Wechselwirkungen sowie der Vergleich mit anderen CO₂-Minderungsmaß-

nahmen, was die entscheidende Motivation für das hier vorliegende Forschungsprojekt darstellt. Das Umweltbundesamt hat im August 2006 ein Positionspapier mit dem Titel: „Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung – Mögliche Auswirkungen, Potenziale und Anforderungen“ veröffentlicht und darin untersucht, inwieweit die Einführung von CCS mit Nachhaltigkeitsanforderungen insbesondere in Deutschland vereinbar wäre (UBA 2006). Anhand der Nachhaltigkeitsleitsätze, die von der Enquete-Kommission zum „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Deutschen Bundestages hergeleitet wurden, sind die folgenden Thesen entwickelt worden:

1. Klimaschutz ist mit regenerativen Energien und Energieeffizienz erreichbar. Die technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ hingegen ist nicht nachhaltig, sondern allenfalls eine Übergangslösung.
2. Die Kapazitäten zur CO₂-Speicherung gehören in den Mittelpunkt der Diskussion: In Deutschland könnten sie rein rechnerisch auf 40 Jahre beschränkt sein.
3. Die technische Abscheidung und Speicherung des CO₂ verursacht Kosten. Einige Projekte werden sich – ehrgeizige Klimaschutzziele vorausgesetzt – jedoch wahrscheinlich rechnen.
4. CO₂-Speicher sollten eine Leckagerate von 0,01 Prozent pro Jahr nicht überschreiten. Gesundheits- und Umweltgefahren sind zu vermeiden.
5. Die Speicherung von CO₂ in der Ozean-Wassersäule und die „künstliche Mineralisierung“ von CO₂ sind keine Optionen.
6. Der nationale und internationale Rechtsrahmen von CCS muss entwickelt werden.
7. Umwelt- und Gerechtigkeitsaspekte gehören in die Diskussion. Forschung, staatliche Regulierung und Demonstrationsvorhaben dürfen sich nicht nur auf technische Aspekte beschränken.

Insgesamt fordert das UBA, eine weitergehende Nachhaltigkeitsdiskussion anzustoßen, um „der bisher hauptsächlich unter technischen Gesichtspunkten geführten Diskussion eine Nachhaltigkeitsdimension zur Seite“ zu stellen. Eine erste Basis für ein solches Konzept können die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Berechnungen innerhalb des hier vorliegenden Projekts sein und sollten in eine grundlegende Nachhaltigkeitsdiskussion mit einfließen.

3.3.3 Gemeinsamer Bericht von BMWi, BMU, BMBF

Im September 2007 veröffentlichten BMWi, BMU und das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) einen gemeinsamen Bericht für die Bundesregierung zu Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS in Deutschland (BMWi et al. 2007). Hierin sprechen sich die Ministerien ausdrücklich für die Förderung von CCS aus: „CCS ist eine neue Klimaschutztechnologie, die in das Portfolio der CO₂-Minderungs- und Energietechniken aufzunehmen ist“. Daher fordert die Bundesregierung „die Aufnahme von CCS in das europäische Emissionshandelssystem sowie die Einbeziehung in das Post-Kyoto-Regime.“ Die letzte Handlungsempfehlung des im Dokument enthaltenen Katalogs äußert sich zur Herstellung der öffentlichen Akzeptanz für CCS: „Die Bundesregierung wird gemeinsam mit Wirtschaft und Wissenschaft dafür Sorge tragen, die öffentliche Akzeptanz für die Entwicklung der CCS-Option in Deutschland durch gezielte Information und Öffentlichkeitsarbeit zu erreichen.“

3.3.4 Rat für nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung

Die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid bewertet der Nachhaltigkeitsrat in seinem Positionspapier als eine mögliche wichtige Brücke „ins Zeitalter der regenerativen Energieversorgung“. Hierfür sollten in hocheffizienten Kraftwerken Technologien zur CO₂-Abtrennung integriert werden, allerdings nur unter Gesichtspunkten von Wirtschaftlichkeit. Wäre dies nicht zu erreichen, sollten fossile Kraftwerke langfristig nicht in eine nachhaltige Energieversorgung eingebunden werden. Eine Erforschung entsprechender Technologiepfade befürwortet der Nachhaltigkeitsrat, es dürfe jedoch nicht zu einer Konkurrenz um Forschungsmittel kommen, die diese End-of-pipe-Technologie den regenerativen Energien sowie der Nutzung von Energieeffizienzpotenzialen womöglich vorzöge. Der Nachhaltigkeitsrat stellt CCS als Forschungsfeld neben regenerative Energien, Energieeffizienz und Materialeffizienz (RNE 2004).

3.3.5 WBGU

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) hat dezidiert Stellung zur Speicherung von Kohlendioxid bezogen. Er spricht in diesem Zusammenhang von einer „End-of-Pipe-Technologie“. Zitat: „Fossile Energieträger werden in vielen Ländern noch über Jahrzehnte die dominante Energiequelle bilden ... Daher liefert die End-of-pipe-Technologie der Kohlenstoffspeicherung ... eine Option für den Klimaschutz.“ (WBGU 2003) Kriterien zur Bewertung verschiedener Optionen sind Speicherdauer, Speichersicherheit sowie Umweltauswirkungen. Als Speicherungsoptionen abgelehnt werden die Einbringung in die Ozeane (ökologische Bedenken), terrestrische Senken/Biomasse (mangelnde Erweiterbarkeit) und saline Aquifere (keine Gewährleistung von Sicherheit und Langfristigkeit). Bezüg-

lich der Speicherdauer kommt der WBGU in seinem aktuellsten Gutachten (WBGU 2006) zum Schluss: „Sequestrierung stellt ... nur dann eine akzeptable Klimaschutztechnologie dar, wenn sichergestellt werden kann, dass das CO₂ über mindestens 10 000 Jahre in seinem Lager verbleibt.“

Ausgeförderte Öl- und Gasfelder wären vorübergehend nutzbar, allerdings nur, wenn die genannte Rückhaltezeit gewährleistet werden kann. Weitere Forschung vor allem im Bereich der Deponierung ist nach Dafürhalten des WBGU angezeigt (WBGU 2003). Unter bestimmten Bedingungen erscheint auch eine Lagerung unterhalb des Meeresbodens denkbar. Der WBGU schlägt für eine Regulierung der Speicherung im Meeresboden eine Reihe von Instrumenten vor:

- Formulierung von Mindeststandards
- Mittelbare Mengenbegrenzungen: eingespeicherte CO₂-Mengen sollten in internationalen Klimaauschutzvereinbarungen nicht im vollen Umfang als vermiedenes CO₂ gewertet werden
- Etablierung von Haftungsmechanismen

Weiterhin empfiehlt das WBGU, „die Frage der Vereinbarkeit der CO₂-Einlagerung unter dem Meeresboden mit den Londoner Abkommen bzw. dem Londoner Protokoll ... so zu klären, dass eine CO₂-Sequestrierung in geologischen Formationen ... zulässig ist.“ (WBGU 2006) Zugleich plädiert der WBGU aber dafür, entsprechende Aktivitäten auf einen bestimmten Zeitraum zu begrenzen (mehrere Jahrzehnte) und bekräftigt damit seine Aussage, dass CCS nur eine Übergangslösung darstellen dürfe. Für sinnvoll hält der WBGU, dass u.a. die flexiblen Mechanismen auch auf sequestriertes CO₂ angewendet werden, allerdings mit den oben genannten Einschränkungen.

3.3.6 Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU)

Der Sachverständigenrat beurteilt die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid als möglicherweise zu teuer im Vergleich mit anderen Vermeidungsoptionen. Außerdem komme hinzu, dass „auch ihre Befürworter sie erst nach 2020 für realisierbar halten.“ Für den anstehenden Aus- und Neubau des Kraftwerksparks komme diese Technik demnach zu spät (SRU 2004, 2000). Der SRU verfolgt das Thema jedoch weiter und sieht großen Handlungsbedarf hinsichtlich einer umfassenden Bewertung dieser Technologie (Hey 2006).

3.3.7 Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB)

Im Rahmen seines Monitorings „Nachhaltige Energieversorgung“ beschäftigt sich das TAB mit dem Themenfeld „CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken“. In einer Studie wird die vorhandene Literatur

aufgearbeitet und ein Expertenworkshop veranstaltet, um kritische Wissenslücken zu identifizieren und „Themenbereiche zu definieren, bei denen eine weitere Vertiefung der Analysen vorgenommen werden kann“ (TAB 2006).

3.4 Industrieverbände und Unternehmen

Der Braunkohleverband DEBRIV befürwortet die Abtrennung und Speicherung von CO₂, ebenso der Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus GVSt und der Verein Deutscher Ingenieure VDI. GVSt und VDI plädieren für eine Klärung dieser „Langfristoption“, treten jedoch prioritär für eine maximale Steigerung der Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses als Beitrag zum Klimaschutz ein (RWE Rheinbraun/Vattenfall Europe 2003).

Die European Power Plant Suppliers Association (EPPSA) äußert sich zu Capture-Ready-Konzepten und gibt dazu Empfehlungen für den Einsatz von CCS-Technologien am Kraftwerk ab: „Efficiency improvement is the least costly method for direct CO₂ reduction and also minimises the capital and operation costs for the CO₂ capture equipment by reducing the flue gas/CO₂ volume that the equipment needs to handle ... The authorisation process should allow the plant **to run with or without CO₂ capture.**“ (EPPSA 2006).

Steinkohle-Interessenverbände verschiedener Länder: Aufgrund der Sorge vor einem umwelt- und klimaschutzmotivierten Rückgang der Versorgungs- und Marktanteile und den damit verbundenen negativen Umsatz- und Beschäftigungseffekten gehören die traditionellen Energiewirtschaftsbereiche zu den aktivsten Promotoren der CO₂-Abtrennung und -Speicherung. Die Steinkohleindustrien Polens und Spaniens beispielsweise gehören neben einigen anderen zu den Befürwortern der großtechnischen CO₂-Speicherung.

Öl- und Gasproduzenten: Für die Öl- und Gasindustrie ergeben sich aus der CO₂-Rückhaltung zukünftig ggf. zusätzliche Geschäftsmöglichkeiten. So gehören Shell, BP und Statoil beispielsweise zu den Befürwortern der CO₂-Rückhaltung. Erste praktische Ansatzpunkte wurden bereits umgesetzt. So wird CO₂ zum Teil schon heute in Ölquellen eingepumpt, um die Ausbeute zu erhöhen.¹ Begünstigt wird dies, wie bereits dargelegt, teilweise durch eine dem CO₂ auferlegte Steuer. Die CO₂-Abtrennung und -Speicherung ermöglicht in diesem Sinne dann einen direkten ökonomischen Gewinn (Williams 2003). Darüber hinaus könnten heutige Öl- und Gasproduzenten aufgrund zahlreicher leer geförderter Öl- und Gasquellen bedeutende Anbieter potenzieller CO₂-Speicherstätten werden, wodurch sich weitere Verdienstmöglichkeiten eröffnen würden.

¹ Dieses CO₂ tritt wie im norwegischen Sleipner-Feld als Begleitgas der Öl- und Gasförderung zutage und wird zurückgepresst (sog. EOR = Enhanced Öl).

Kapitel 4

Übersicht über die CCS-Prozesskette

Die CO₂-Abtrennung und Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralisierten Großkraftwerksstruktur an. CO₂ kann im Prinzip aus allen Punktquellen, d.h. vor allem aus Kraftwerken oder Industriebetrieben, abgetrennt werden. Mit der Stromerzeugung, die einen Anteil von etwa einem Drittel an den weltweiten CO₂-Emissionen einnimmt, ist hierdurch die größte Quelle erfasst. Zumindest prinzipiell kann CO₂ auch direkt aus der Atmosphäre herausgefiltert werden, was hier nur am Rande betrachtet wird. Praxisrelevante Verfahren stehen für die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Kraftfahrzeuge¹) bisher nicht zur Verfügung.

Die Einbeziehung von CCS in dezentrale Strukturen ist zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt und mit CO₂-Abtrennung verbunden (z.B. bei der Kohlevergasung oder Erdgas-Dampfreformierung). Über neu zu errichtende Rohrleitungssysteme² verteilt, könnte er dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste induziert. Andererseits ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade, z.B. in Brennstoffzellenanlagen. Neben der Anwendung von CCS im Bereich der Stromerzeugung bleibt demnach zu prüfen, inwieweit und in welchen Applikationen und Zeiträumen der Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft über CCS sinnvoll ist und zu einer vertretbaren Energiebilanz führt.

Die CCS-Prozesskette umfasst verschiedene Schritte von der CO₂-Abtrennung über die Phasenumwandlung des abgetrennten CO₂, den Transport bis hin zur dauerhaften Speicherung. Für die Wiedergabe einer vollständig abgebildeten Prozesskette sind prinzipiell Differenzierungen nach folgenden Aspekten notwendig:

- Art der Brennstoffe (im Wesentlichen Erdgas/Kohle)

1 Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO₂ im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und wirkt sich zwangsläufig deutlich negativ auf die Energiebilanz aus.

2 Gegebenenfalls könnten dabei bestehende Trassen (z.B. des Erdgasnetzes) genutzt bzw. ausgebaut werden.

- Ort der Abscheidung (Pre-/Post Combustion)
- Art der Stromerzeugungsanlage (Dampfturbinen (DT)/ Gasturbinen (GT)/Gas- und Dampfturbinen (GuD)/ Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC)/Brennstoffzellen (BZ)/Kombiprozesse und Hybridvarianten/neue Kreisprozesse und Verfahren etc.)
- Art der Abscheidetechnik (z.B. chemische Absorption, physikalische Absorption, Membrantrennverfahren, Adsorption an Festkörpern, Tieftemperaturverfahren etc.)
- Art des Transportes (z.B. Pipeline, Binnenschiff bzw. flüssig, fest, gasförmig) und
- Art der Einspeicherung (z.B. geologisch, maritim etc.).

Allein die Differenzierung in dem ersten Prozessschritt, der CO₂-Abspaltung, nach verschiedenen Kraftwerkstechnologien (Abbildung 4-1) und nach verschiedenen CO₂-Abscheidungsverfahren (Abbildung 4-2) macht deutlich, wie komplex die gesamte CCS-Prozesskette ist.

Die Abbildung 4-3 fokussiert die Möglichkeiten der Abtrennung und Speicherung auf die derzeit in der Diskussion befindlichen Optionen, zunächst ungeachtet der Tatsache, wie deren Umsetzung zu beurteilen ist, welche Hindernisse zu erwarten sind und welche Restriktionen (inkl. ökologischer Auswirkungen) ihnen entgegen stehen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Teile der Stoffstromketten detaillierter dargestellt und diskutiert. Dies umfasst u. a. auch eine Analyse der Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten, die mit der CO₂-Abtrennung und Speicherung verbunden sind. Dabei werden – im Sinne einer Relevanzanalyse – diejenigen Optionen herausgearbeitet, deren Umsetzungschancen aus heutiger Sicht besonders groß sind bzw. bei denen am ehesten eine Markteinführung zu erwarten ist. Die Analyse greift dabei zurück auf Studien und Berichte von BMWA (BMWA 2003), ECOFYS (ECOFYS 2004), Germanwatch (Germanwatch 2004), IEA (Gielen 2003, IEA 2003, 2004), IPCC (IPCC 2002, 2005) und WGBU (Ploetz 2003, WGBU 2003) und ergänzt diese durch eigene Erfahrungen.

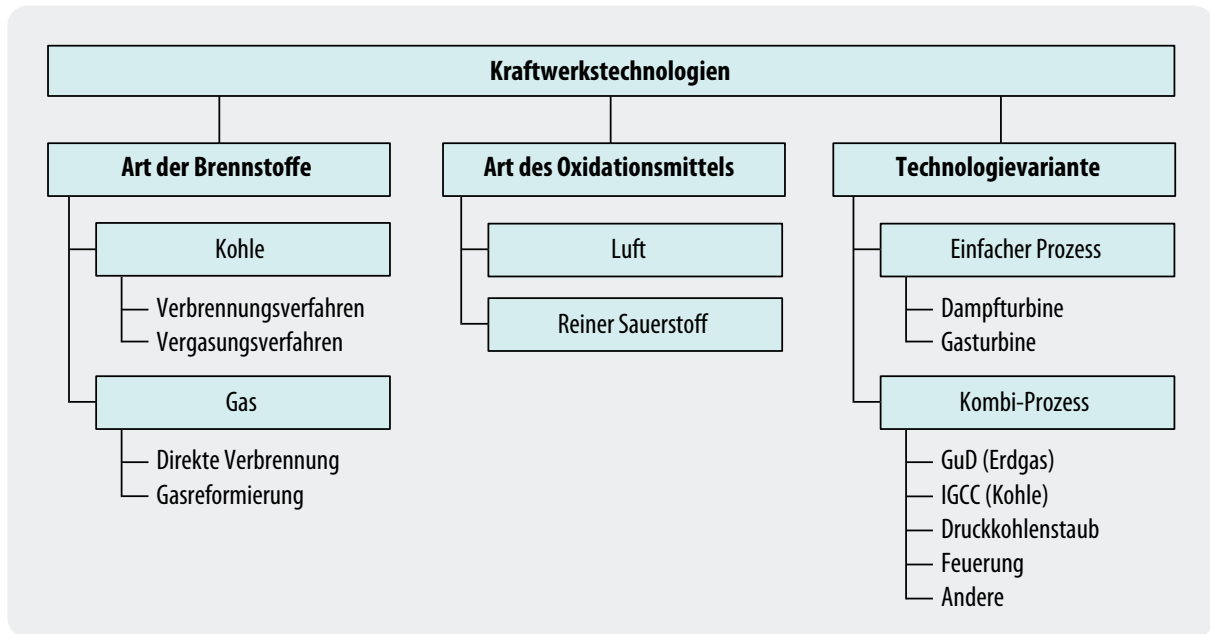


Abbildung 4-1: Gliederung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach Technologievarianten und Art der Brennstoffe bzw. Oxidationsmittel

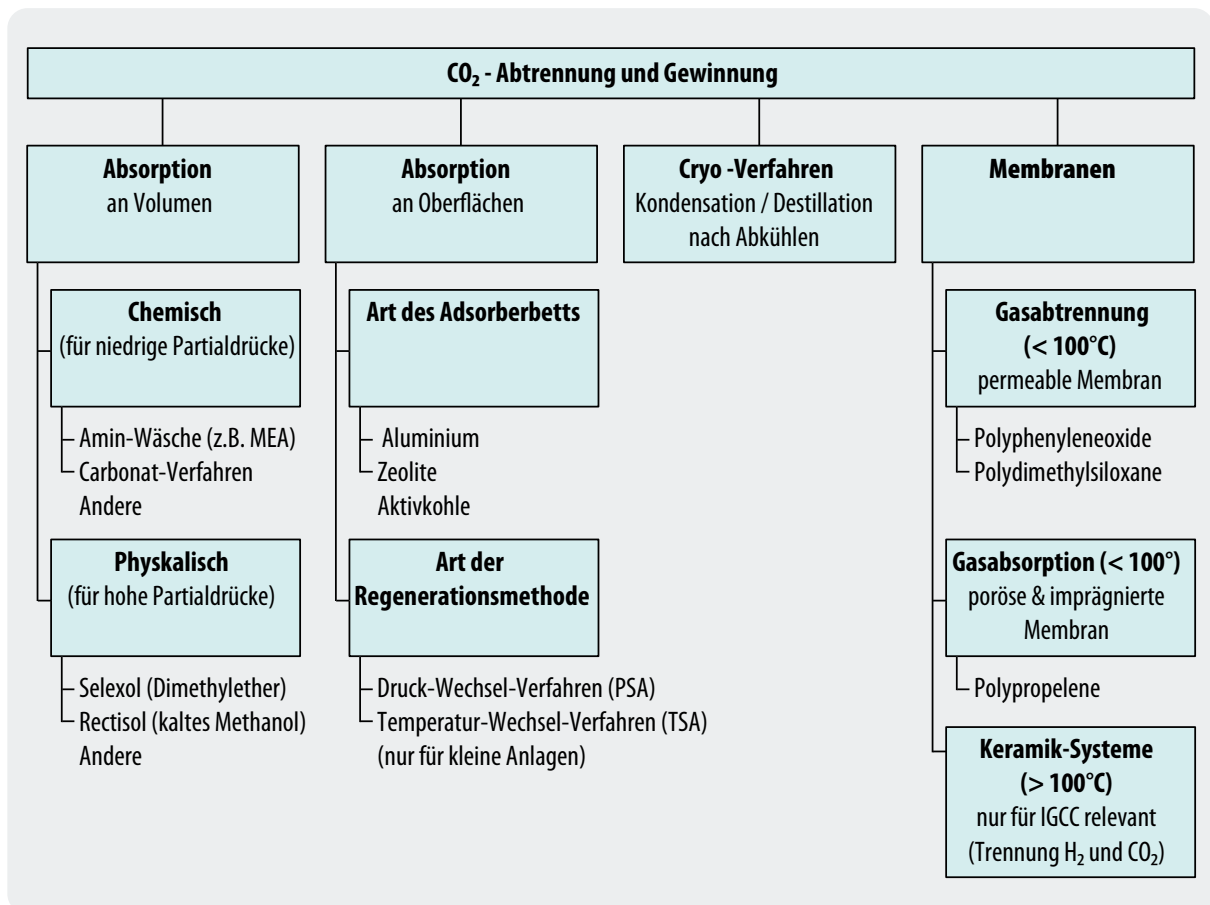
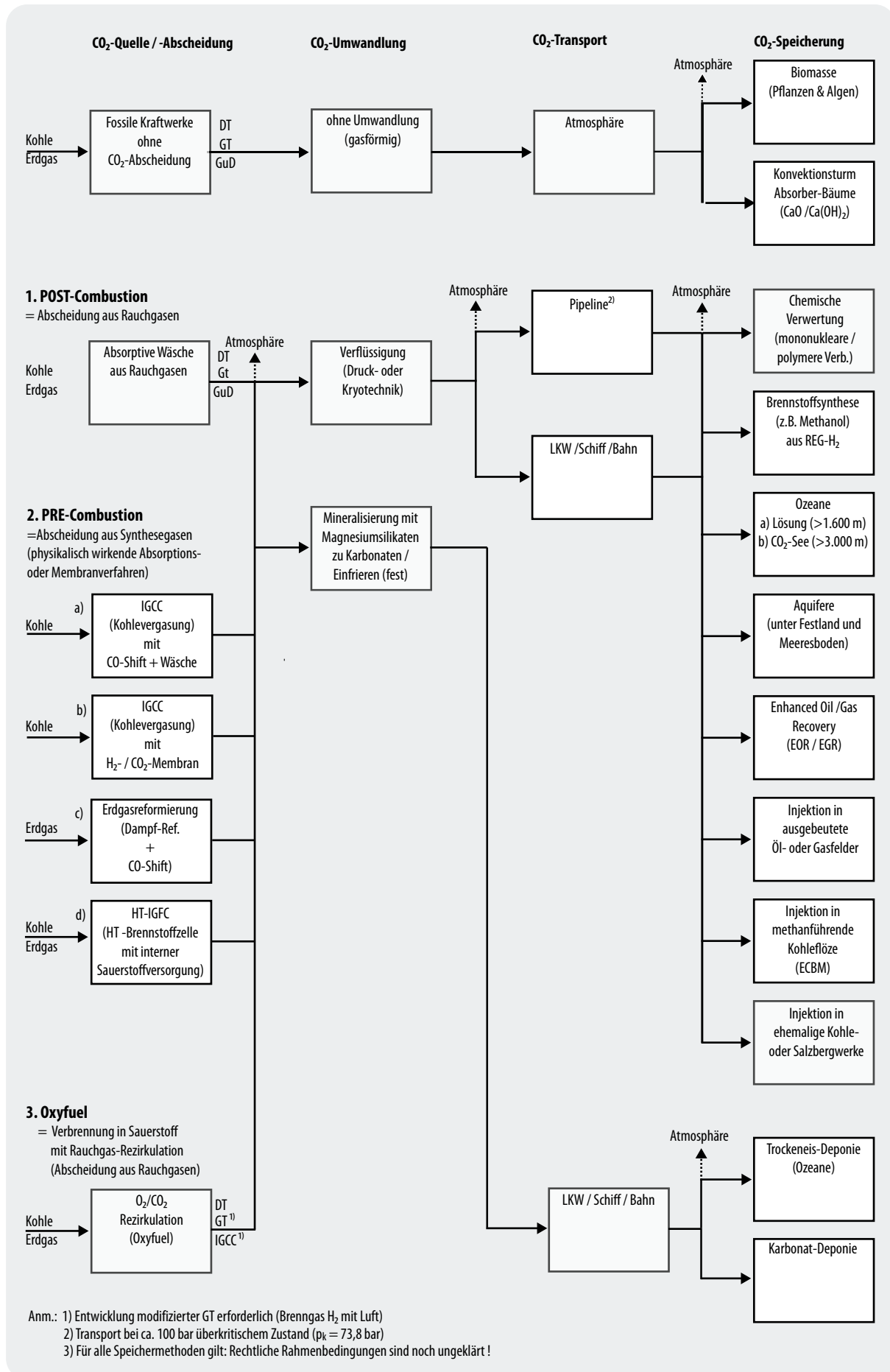


Abbildung 4-2: Gliederung der CO₂-Abscheideoptionen mittels physikalischer, chemischer bzw. Membran-Verfahren

Abbildung 4-3: Prozesskette von der CO₂-Abtrennung bis zur Deponierung

Kapitel 5

Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung

In diesem Kapitel wird der Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO₂-Abtrennung (Neubau und Nachrüstung) in kurz-, mittel- und langfristiger Perspektive beleuchtet. Für den Bereich der Wasserstoffbereitstellung mit integrierter CO₂-Abscheidung werden verschiedene Konzepte und Verfahren erläutert. Sowohl für die Strom- als auch für die H₂-Produktion werden die Kostensenkungspotenziale (Lernkurven) abgeschätzt. Abschließend wird untersucht, welche der betrachteten Technologien für Deutschland zukünftig relevant sein könnten.

5.1 Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO₂-Abtrennung

Der Entwicklungsstand von Maßnahmen und Zielen zur CO₂-Abtrennung im Kraftwerksbereich bzw. die aus heutiger Sicht erwartete Realisierung in neuen Kraftwerkskonzepten sind in Abbildung 5-1 über der Zeitachse skizziert. Bei den **kurz- bis mittelfristigen** Optionen lassen sich die Maßnahmen im Wesentlichen den folgenden Bereichen zuordnen:

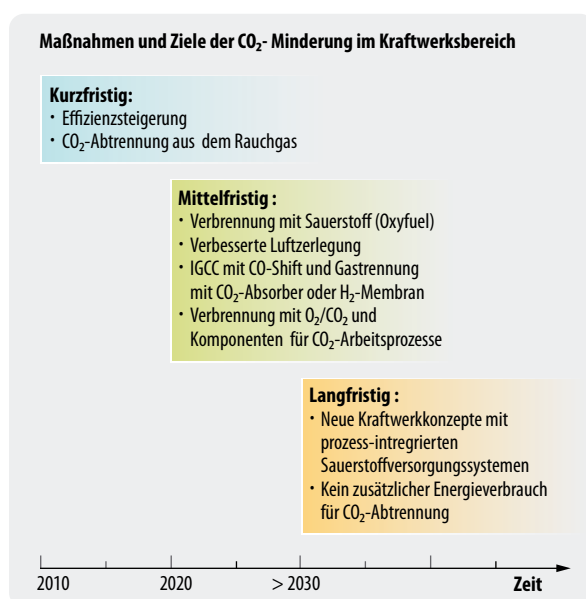


Abbildung 5-1: Maßnahmen und Ziele der CO₂-Minderung im Kraftwerksbereich

- **Post Combustion** (Abtrennung nach Verbrennung),
- **Pre Combustion** (Abtrennung vor Verbrennung) und
- **Oxyfuel** (Verbrennung in Sauerstoff).

Als **langfristige** Optionen sind Kraftwerkskonzepte angedacht, die z.B. neue Verbrennungsprozesse wie Chemical Looping Combustion (CLC) oder Hochtemperaturbrennstoffzellen (MCFC und SOFC) zur Energiewandlung einsetzen.

Auf die wesentlichen Verfahren wird im Folgenden im Überblick eingegangen. Dabei wird der heutige Anwendungsstand skizziert und die Entwicklungsperspektiven aufgezeigt.

5.1.1 Kurz- bis mittelfristige Optionen

Es gibt wie bereits angedeutet eine Vielzahl von CO₂-Abscheideverfahren, die sich bezüglich ihres Entwicklungsstandes auf unterschiedlichen Niveaus befinden. Die kurz- und mittelfristig aussichtsreichsten Verfahren (Zeithorizont: 2020 bis 2030) werden im Folgenden näher beschrieben.

CO₂-Abtrennung *nach* der Verbrennung (Rauchgas-Dekarbonisierung/Post Combustion)

Bei diesem Verfahren wird das CO₂ aus dem Rauchgas eines Kraftwerks abgeschieden. Da die Konzentration des CO₂ im Rauchgas relativ gering ist (brennstoffabhängig 3–15 Prozent), muss ein großes Volumen an Gas behandelt werden. Durch den Einsatz von großen Mengen an Chemikalien und Energie erhöhen sich die Kosten entsprechend und die Wirkungsgradbilanz verschlechtert sich.

Die ungünstigsten Verhältnisse ergeben sich beim Einsatz von CO₂-Wäschen in konventionellen Kohlekraftwerken. Bei der Nachrüstung von Kohlekraftwerken muss mit Wirkungsgradeinbußen zwischen 8 und 14 Prozent, mit einer Erhöhung des Brennstoffverbrauchs von 10–35 Prozent und zusätzlichen Investitionskosten von 30–150 Prozent gerechnet werden. In erdgasbefeuerten Kraftwerken stellt sich die Situation (aufgrund geringerer spezifischer CO₂ Emissionen gegenüber Kohle) etwas günstiger dar. Die verwendeten Waschlösungen sind gegenüber Rauchgasverunreinigungen, wie z.B. Schwefelverbindungen (SO_x), Stick-

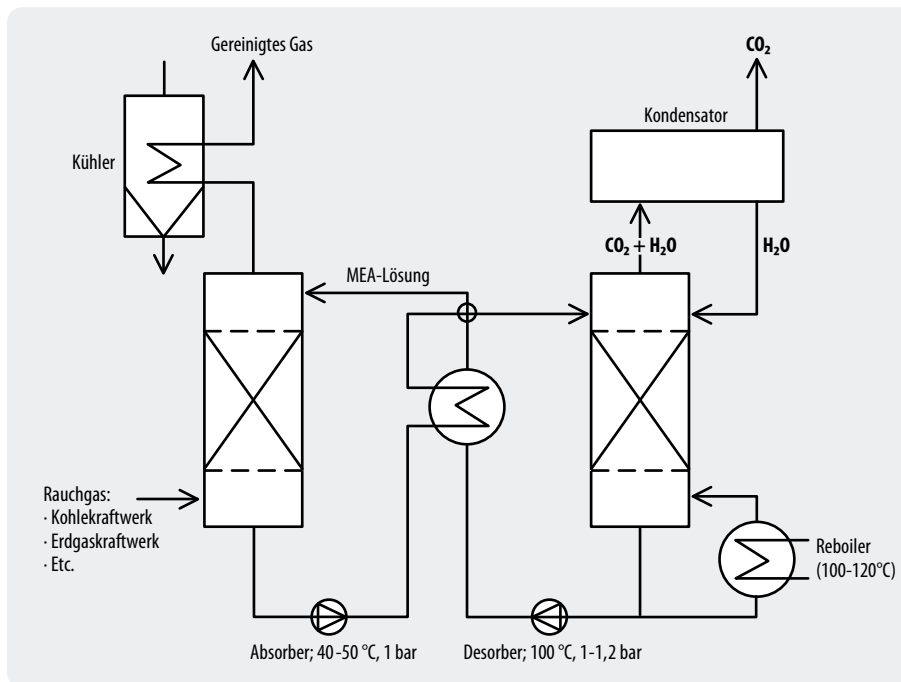


Abbildung 5-2:
Rauchgasentkarbonisierung
mittels Aminwäsche

stoffverbindungen ($\text{NO}_x > 10 \text{ ppmv}$), Staub, Sauerstoff (wenn $> 1,5 \text{ Vol. \%}$), etc. empfindlich. Folglich muss das zu behandelnde Gas vor der CO₂-Abscheidung gereinigt werden. Die meisten Lösungsmittel unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten und damit verbundenen Umweltproblemen führt. Entwicklungspotenzial sieht man vor allem in der Bereitstellung von stabilisierten Waschflüssigkeiten mit reduzierter Korrosivität und in der Entwicklung von korrosionsbeständigen Werkstoffen.

Waschverfahren sind de facto die einzige Möglichkeit zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke ohne Eingriff in den bestehenden Prozess. Zudem ist die Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen heute schon – wenngleich auch noch nicht in kraftwerksseitigen Größenordnungen – praktizierter Bestandteil der chemischen Verfahrenstechnik.

Für die Abtrennung des CO₂ existieren mehr als elf unterschiedliche Technologierouten (BMWA 2003). Ein kurzfristig verfügbares Verfahren ist die Amin-Wäsche, die ähnlich der Rauchgaswäsche bei der Entschwefelung arbeitet. Des Weiteren befinden sich Membranverfahren (polymerbasierte, keramische oder metallbasierte Membranen) in Entwicklung, denen mittel- bis langfristig ein Potenzial zur Kostensenkung bei der CO₂-Abtrennung zugeschrieben wird.

Die Amin-Wäsche ist eines der verfügbaren, gängigen Verfahren und weist Ähnlichkeiten mit der Rauchgas-Entschwefelung auf. Monoethanolamin (MEA, 30 Vol. %-Lösung im Wasser) und Methyl-Diethanolamin (MDEA, 40 Vol. %-Lösung im Wasser aktiviert mit Piperazin) gehören zu den bevorzugt eingesetzten Amin-Lösungen. MEA ist eine relativ starke Base mit hoher Aktivität für die CO₂-Absorption und wird des-

halb bei niedrigeren CO₂-Konzentrationen oder wenn ein hoher Abscheidegrad erwünscht ist, eingesetzt. Durch die hohe Basizität bindet MEA CO₂ sehr stark, eine Regeneration der Lösung ist mit einem hohen Energieeinsatz verbunden. MDEA dagegen ist eine schwächere Base, hat eine hohe Kapazität und wird vorwiegend bei hohen CO₂-Gehalten eingesetzt. Für hohe Abscheidegrade ist diese Lösung nicht geeignet. Die Aminwäsche zur Rauchgasdekarbonisierung kann sowohl bei kohlebefeuchten als auch bei erdgasbefeuchten Kraftwerken eingesetzt werden.

Das Fließbild einer MEA-Anlage ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Die Absorption findet bei ca. 40–50 °C, 1 bar statt, die Desorption bei 100 °C, 1–1,2 bar. Aminlösungen sind bis 100–120 °C stabil. Die Hauptbestandteile einer typischen MEA-Anlage sind die Absorptions- und die Desorptionssäulen.

Aufgrund der Korrosivität von Aminlösungen bestehen die Anlagen vorwiegend aus hochwertigen Edelstählen, wie z.B. 14571 oder 14301. Sofern im Abgas kein Sauerstoff vorhanden ist, können auch kohlenstoffhaltige Stähle eingesetzt werden. Die heutigen Anlagekapazitäten reichen von 6 bis ca. 1000 t_{CO2}/d (Chapel 1999). Anlagen mit Kapazitäten von 4 500 t_{CO2}/d können aber wohl ohne Probleme gebaut werden (Chapel 1999). Die Auslegung der Anlage ist im Wesentlichen durch das zu behandelnde Rauchgasvolumen und den CO₂-Partialdruck bestimmt. Für ein typisches Kohlekraftwerk (1000 MW) mit einem Rauchgasvolumen von ca. 2 Mio. Nm³/h bzw. rund 13 200 t_{CO2}/d müsste die Amin-Wäsche damit um Faktor 3 größer sein. Das Prinzipbild eines Kohlekraftwerks ist in Abbildung 5-3 dargestellt. Die für die CO₂-Abtrennung erforderlichen zusätzlichen Prozessschritte sind in der Abbildung grau gekennzeichnet.

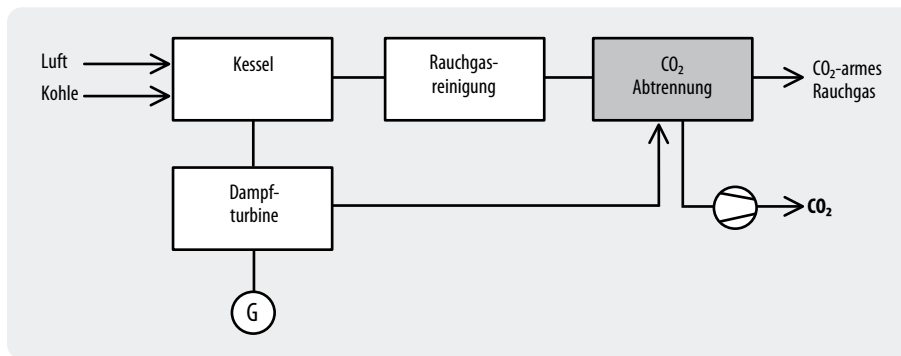


Abbildung 5-3:
Kohlestaubbefeuerter Kraftwerk
mit CO₂-Wäsche

Für die CO₂-Abscheidung im Rauchgas aus erdgasbefeuerter Kraftwerken ergibt sich ein mit Abbildung 5-3 identisches Prinzipbild. Die spezifische CO₂-Menge pro kWh ist jedoch kleiner als bei Kohlekraftwerken, wodurch sich der zusätzliche, spezifische Aufwand zur CO₂-Abtrennung je kWh verringert¹. Die negativen Auswirkungen auf den elektrischen Wirkungsgrad und die Kosten sind daher bei einer CO₂-Abtrennung aus Erdgaskraftwerken geringer als bei Kohlekraftwerken.

Die Zusatzkosten und Effizienzeinbußen in den Kraftwerken sind bei der Anwendung dieser CO₂-Abtrenntechnik erheblich, so dass ein breiter Einsatz in der Zukunft (jenseits der Nachrüstung) eher wenig wahrscheinlich erscheint. Andererseits stellt die Rauchgaswäsche das einzige heute bereits anwendbare Verfahren der CO₂-Abtrennung dar. In wie weit die Nachrüstung zur Anwendung kommt, ist von mehreren Faktoren, wie z.B. von der zeitlichen Entwicklung der Klimaschutzvorgaben und den damit verbundenen Anreizsystemen zur CO₂-Einsparung, der Kostenstruktur anderer Klimaschutzstrategien sowie der Weiterentwicklung anderer CO₂-Abtrennverfahren abhängig.

CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung (Brenngas-Dekarbonisierung/Pre Combustion)

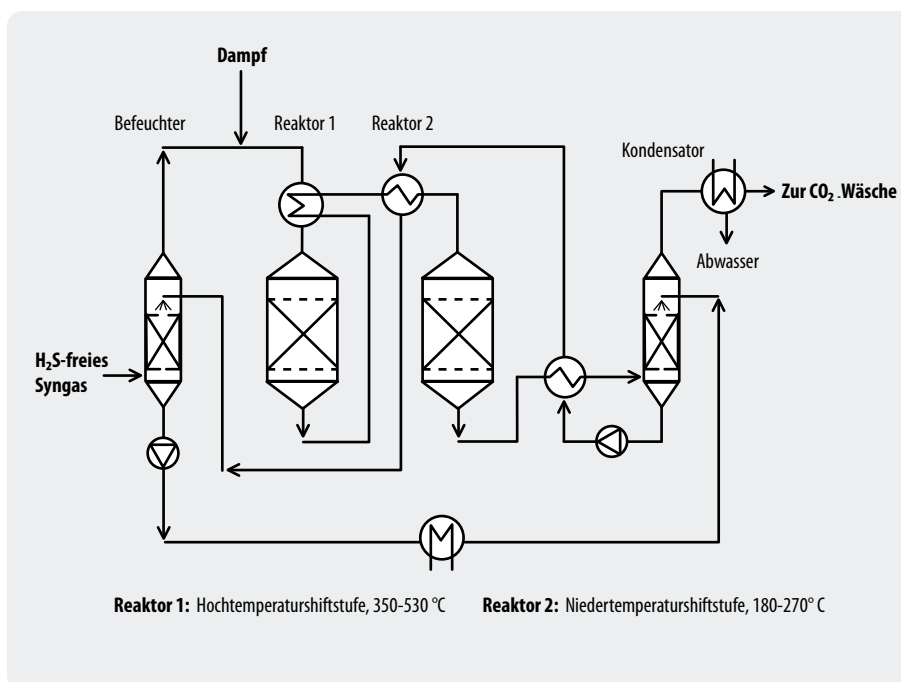
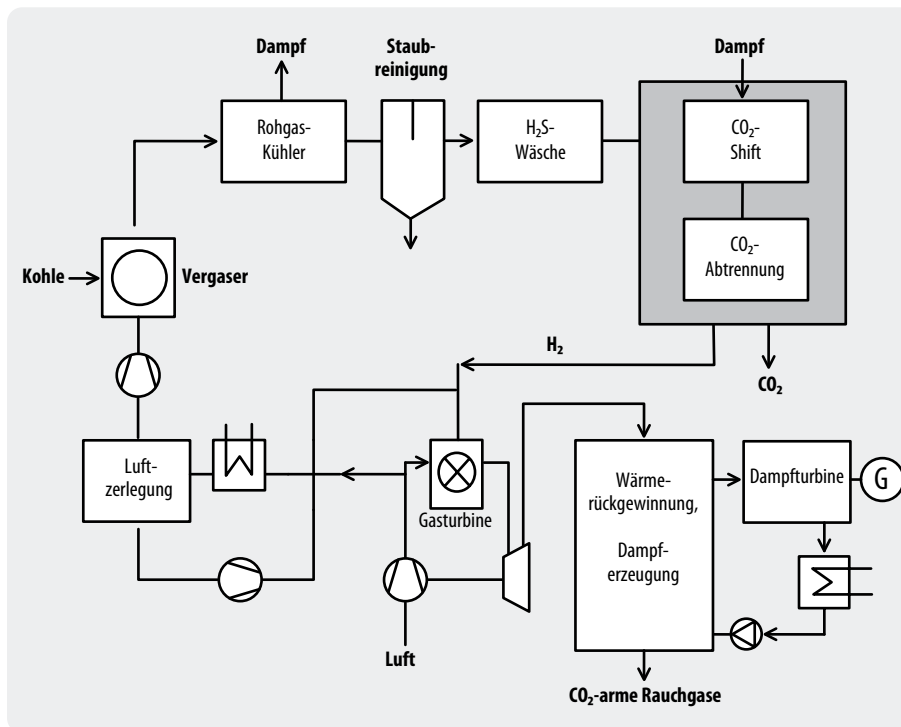
Alternativ zur Rauchgaswäsche finden derzeit weitere Methoden zunehmend Beachtung. Plakatativ kann man von einer „Wasserstoff-“ und einer „Sauerstofflösung“ sprechen. Bei der im Folgenden beschriebenen Wasserstofflösung, handelt es sich um eine CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung. Mittels Vergasung und Dampfreformierung wird der Festbrennstoff Kohle dabei zunächst in ein Gas, das im Wesentlichen aus H₂, CO und CO₂ besteht, konvertiert. Dieses so genannte Synthesegas kann auch direkt aus Dampfreformierung von Erdgas erzeugt werden. In einem Shift-Reaktor wird das CO mit Wasserdampf zu CO₂ und zusätzlichem Wasserstoff umgewandelt. Danach wird das CO₂ abgetrennt, und es steht ein wasserstoffreiches Gas für die Verbrennung zur Verfügung. Dabei werden Vergasung und Reformierung üblicherweise unter Druck (30–60

bar) durchgeführt, wobei ein Gas mit hohem CO₂-Partialdruck entsteht. Dies ermöglicht die Abtrennung des CO₂ aus dem H₂/CO₂-Gemisch mittels einer physikalischen Wäsche (Stand der Technik), die wesentlich weniger energieaufwändig ist, als eine Aminwäsche. Zukünftig kommt auch die Membrantechnik zur CO₂-Abtrennung in Frage (Wasserstoffmembranen), deren Vorteil in einer weiteren Reduzierung des Energieverbrauchs zu sehen ist. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Brenngasdekarbonisierung ist, dass die Kombination Vergasung(Reformierung)/CO₂-Abtrennung den Weg für eine Wasserstoffwirtschaft öffnet. Neben der Verstromung kann der erzeugte Wasserstoff oder das Synthesegas anderen Anwendungen, z.B. der Methanolsynthese (Co-Produktion), zugeführt werden. Die Kohlevergasung wird bereits in einigen GuD-Kraftwerken (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle) ohne CO₂-Abtrennung angewandt. Das Synthesegas wird dort direkt in einer Gasturbine verstromt. Der gleiche Prozess kann mit einer zusätzlichen Reformierungsstufe auch bei erdgasbetriebenen Kombikraftwerken (NGCC, Natural Gas Combined Cycle) realisiert werden. IGCC mit Sauerstoffvergasung bietet einen günstigeren Weg der CO₂-Abtrennung als die Rauchgas-Dekarbonisierung. Die Vorteile dieser Prozessketten liegen eindeutig bei geringeren Kosten und höheren Kraftwerkswirkungsgraden. Die Nachteile sind in der mangelnden Verfügbarkeit der IGCC-Kraftwerkstechnik für den Einsatz als stromerzeugende Anlage zu sehen. Für einzelne Komponenten wie z.B. der Wasserstoffturbinen besteht noch zusätzlicher Entwicklungsbedarf. Die ganze Prozesskette IGCC oder NGCC mit CO₂-Abtrennung muss noch im realen Kraftwerksmaßstab demonstriert werden. In Abbildung 5-4 ist ein IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung (physikalische Rectisol-Wäsche) skizziert und Abbildung 5-5 stellt die CO-Shiftstufe dar.

Der druckaufgeladene IGCC-Prozess reduziert den zu behandelnden Volumenstrom und erhöht den CO₂-Partialdruck. Beide Effekte vereinfachen die CO₂-Abtrennung (da physikalische Wäsche oder Membrantechnik eingesetzt werden können) und mindern die Nachteile der drucklosen Abtrennungsprozesse wie z.B. der Aminwäsche.

Alternativ zur CO₂-Abtrennung kann auch der Wasserstoff aus dem Gasgemisch (H₂/CO₂) abgetrennt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Molekülgrößen

¹ Auf die CO₂-Emissionen bezogen, ergibt sich allerdings ein genau umgekehrtes Bild, da sich die Kosten des zusätzlichen apparativen Aufwandes auf einen geringeren CO₂-Volumenstrom beziehen.



von H_2 und CO_2 kommen hierfür Membranverfahren zur Anwendung, wodurch der Trennprozess energetisch und kostenmäßig günstiger werden kann. Die H_2 -Membranabtrennung ist nahe an der Kommerzialisierung. Abbildung 5-6 zeigt das Prinzipbild eines NGCC-Kraftwerks mit Membran- H_2 -Abtrennung und Nachverbrennung des Retentats mit O_2 . Die Umwandlung von Erdgas in H_2 erfolgt im dargestellten Beispiel mittels partieller Oxidation mit anschließender CO-Shift-Anlage und besteht meistens aus einer Niedertemperatur- und einer Hochtemperaturstufe. Dies ist notwendig, um eine

möglichst hohe CO-Konversion zu erreichen. Die Bereitstellung des Sauerstoffs für die partielle Oxidation und die Nachverbrennung ist ein wichtiger Kostenpunkt dieses Konzeptes.

Abbildung 5-7 und Abbildung 5-8 zeigen die Anlagekomponenten der physikalischen Wäsche und der Membranabtrennung (H_2 -Membran). Im Vergleich zu der chemischen Absorption (z.B. Aminwäsche) findet bei der physikalischen Wäsche die Regeneration der Absorptionslösung durch Entspannung statt.

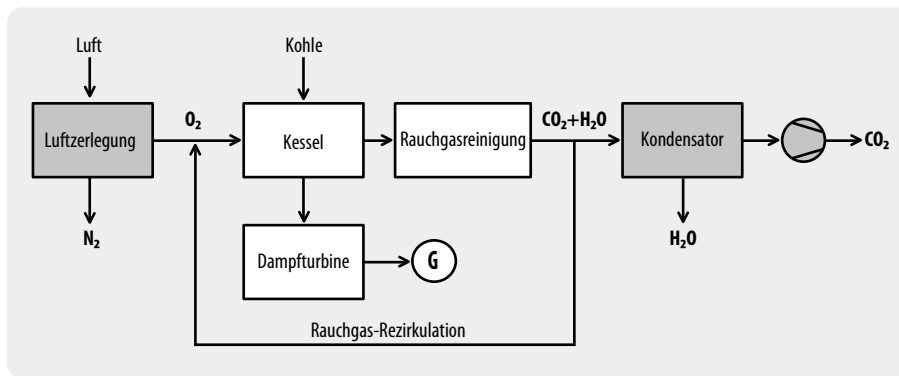


Abbildung 5-9:
Das Oxyfuel-Verfahren
(Verbrennung in reinem
Sauerstoff)

Am einfachsten kann das Verfahren in Kraftwerken mit Dampfkessel eingesetzt werden. Eine Prinzipdarstellung des Oxyfuel-Verfahrens mit einem Dampfkessel ist in Abbildung 5-9 zu sehen. Nach der Verbrennung und Gasreinigung besteht die eigentliche CO₂-Abscheidung lediglich aus einem Kondensator zur Wasserabscheidung und einem Verdichter, um das CO₂ für Transport und Lagerung zu verdichten.

Für den Erdgaseinsatz besteht neben der Sauerstoffbereitstellung auch bei den einzusetzenden Turbinen weiterer Entwicklungsbedarf. Bei der Sauerstoffherstellung könnten die Hochtemperaturmembranen eine Optimierung darstellen, der Energieaufwand lässt sich damit drastisch reduzieren. Diese speziellen Membranen mit Ionen- und Elektronenleitfähigkeit sind noch nicht Stand der Technik. Insgesamt muss das Oxyfuel-Verfahren noch die üblichen Entwicklungsphasen vom Technikum über die Pilot- bis zur Demonstrationsanlage durchlaufen und wird deshalb die kommerzielle Verfügbarkeit erst mittel- oder langfristig erreichen können.

Fazit zu den CO₂-Abtrenntechnologien (kurz- bis mittelfristige Optionen)

- Die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen (**Abtrennung nach der Verbrennung – Post Combustion**) konventioneller Kraftwerke führt zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten, bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich und reduziert substantiell den Kraftwerkswirkungsgrad (vgl. dazu im Detail Kapitel 10 und 12). Die Technik ist heute verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab. Auf Dauer wird sich diese Technik wahrscheinlich nicht durchsetzen können, wenn es nicht kurzfristig zu einer deutlichen Verschärfung der Klimaschutzvorgaben kommt und damit hinreichend Entwicklungszeit für andere Verfahren bleibt.
- CO₂-Abtrennung **vor der Verbrennung (Pre Combustion)** in IGCC und NGCC Kraftwerken ist im Vergleich zur CO₂-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Hier ist die

größtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik ohne CO₂-Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt. Zur Implementierung der CO₂-Abtrennung besteht Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Verfügbarkeit von Einzelkomponenten (z.B. Wasserstoffturbine). Mit dem Bau eines IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab (450 MW_{el} Brutto/360 MW_{el} Netto) bis zum Jahr 2014 will RWE Power den Einstieg in diese Technologie vollziehen.

- Das **Oxyfuel-Verfahren** bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO₂-Abtrennung hinsichtlich der erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet.
- Das Energieunternehmen Vattenfall baut am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel-Verfahren. Die Vattenfall-Pilotanlage mit einer Leistung von 30 MW (thermisch) wird zu Forschungs- und Entwicklungszwecken eingesetzt mit dem Ziel, die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie soll nach einer etwa dreijährigen Bauzeit 2008 in Betrieb gehen. Das CO₂ wird zunächst nicht gespeichert – entsprechende Konzepte (z. B. Transportoptionen) werden aber untersucht.
- Die Firma TOTAL hat angekündigt, im November 2008 ein Pilotprojekt in einer GuD-Anlage in Lacq zu starten. Mittels des Oxyfuelverfahrens soll CO₂ abgetrennt und dann per Pipeline zum ehemaligen Gasfeld von Rouse, ca. 30 km von Lacq entfernt, über ein bestehendes Bohrloch in ein Aquifer in 4 500 m Tiefe injiziert werden.

Die den kurz- bis mittelfristigen Maßnahmen zugrunde liegenden Prozessschritte und Verfahren sind in Tabelle 5-1 noch einmal zusammenfassend aufgeführt und hinsichtlich ihres Entwicklungsstandes beurteilt.

Tabelle 5-1: Entwicklungsstand der CO₂-Abscheideverfahren

CO ₂ -Abscheidung	Entwicklungsstand	Anmerkungen
Post Combustion a) Absorptive Rauchgaswäsche b) Adsorption c) CO ₂ -Membran	a) Technik verfügbar, vereinzelt kommerzielle Anwendungen zur CO ₂ -Abtrennung im Energiebereich, für andere Zwecke z.B. Rauchgasentschwefelung etablierte Technik b) prinzipiell einsatzfähig, bisher nur für kleine Gasströme c) heutige Techniken weisen sehr schlechte Membranselektivitäten auf, keine Einsatzreife für die CO ₂ -Abtrennung aus dem Rauchgas	Post Combustion-Systeme nutzen normalerweise ein flüssiges Lösungsmittel (z.B. MEA) für die Abtrennung aus dem Abgas mit kleinen CO ₂ -Anteilen (typischerweise 3–15 Prozent) a) Anwendungsnahe, aber derzeit noch sehr teure und verlustbehaftete Technologie; prinzipiell an bestehenden Kraftwerken nachrüstbar b) c) spezifisch hoher Energiebedarf schließt Einsatz zu CO ₂ -Abtrennung aus dem Rauchgas nahezu aus
Pre Combustion a) Kohlevergasung (IGCC) b) Erdgasreformierung (NGCC) c) Kohle/Erdgas-Brennstoffzelle (HT-IGFC) d) Physikalische CO ₂ -Wäsche e) H ₂ -Membranabtrennung f) Hochtemperaturabtrennung (z.B. in situ Bindung von CO ₂ an CaO)	a) b) d) Technik (mit Ausnahme der H ₂ -Turbine) prinzipiell großtechnisch verfügbar c) Entwicklungsstadium (langfristig hohes Potenzial, Zeitraum 20–50 Jahre) e) Entwicklungsstadium nahe an Kommerzialisierung, aber noch teuer f) Entwicklungszeitraum 10 bis 20 Jahre, sehr hohe Forschungsintensität (speziell Japan und Norwegen)	In Pre Combustion-Systemen erfolgt zunächst eine thermochemische Umwandlung (z.B. Vergasung, Reformierung) des Brennstoffs (mit Dampf, Sauerstoff oder Luft) in ein Synthesegas (hauptsächlich CO, H ₂ , CO ₂ , bei Luftvergasung auch N ₂). In einem „Shift-Reaktor“ wird CO zusammen mit H ₂ O in weiteren H ₂ und CO ₂ umgewandelt. Vor der Verbrennung wird das Gemisch in einen H ₂ -/CO ₂ -Strom getrennt. Im Gemisch liegt das CO ₂ bereits in hoher Konzentration (15–60 Prozent) und ggf. auch unter Druck vor, was eine CO ₂ -Abtrennung begünstigt. Zur Trennung können physikalische Wäschen für CO ₂ aber auch Membranen für H ₂ eingesetzt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das CO ₂ bereits bei der thermochemischen Umwandlung mittels Hochtemperatur-Sorbens (z.B. CaO) abzutrennen. a) Potenzial zu geringeren Kosten und höheren Wirkungsgraden; Einstiegsoptionen in H ₂ -Technologie; Verfügbarkeit noch unzureichend/Probleme mit modulierender Fahrweise c) ermöglicht prozessinterne CO ₂ -Abtrennung
Oxyfuel Verbrennung mit Sauerstoff in a) Kraftwerksfeuerung mit Rauchgas-Rezirkulation b) Gasturbine	a) b) Entwicklung von O ₂ -Membranen anstelle der Kryogenen Luftzerlegung (15 bis 20 Jahre) b) Entwicklung modifizierter Gasturbinen erforderlich (Arbeitsmittel CO ₂ /H ₂ O)	Bei den Oxyfuel-Verfahren wird Sauerstoff anstelle von Luft für die Verbrennung eingesetzt. Das Abgas besteht hauptsächlich aus CO ₂ und Wasserdampf, welcher durch Kühlung auskondensiert wird. Außer der Kondensation bedarf es evtl. weiterer Gasreinigung, um speicherfähiges CO ₂ bereit zu stellen. Die meisten Konzepte benötigen Sauerstoff im Bereich > 95 Prozent welcher mittels Luftzerlegung erzeugt wird. Für Kohle befindet sich das Verfahren in der Demonstrationsphase. Gasturbinen für Sauerstoffbetrieb befinden sich noch im Entwicklungsstadium.

5.1.2 Langfristige Optionen

Die Anwendung der in Tab. 5-1 beschriebenen kurz- bis mittelfristigen Maßnahmen zur CO₂-Abtrennung ist immer mit einem relativ hohem Energieeinsatz verbunden. Innovative Trennverfahren, kombiniert mit neuen Kraftwerkstypen, könnten den Energieeinsatz minimieren und dadurch die CO₂-Abtrennung effizienter gestalten. Im Wesentlichen sind dies Kraftwerkskonzepte, bei denen zur Stromerzeugung Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC, MCFC) eingesetzt werden oder neue Kraftwerkskonzepte, die den zur Verbrennung nötigen Sauerstoff aus der Reduktion eines Metalloxides beziehen (Chemical Looping Combustion). Beide Ansätze bieten die Möglichkeit, CO₂ ohne zusätzlichen Energieaufwand aus dem Prozess zu isolieren. Bei den meisten dieser Technologiekombinationen muss allerdings erst noch die Machbarkeit demonstriert werden.

CO₂-Abtrennung mit Brennstoffzellen

Prinzipiell können alle Brennstoffzellenarten mit einer CO₂-Abscheidung vor oder nach der Brennstoffzelle in verschiedenen Schaltungen gekoppelt werden. Am interessantesten ist das Konzept der Kombination einer Hochtemperatur-Oxidbrennstoffzelle (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) mit einem WGSMT-Nachbrenner (WGSMT = Water Gas Shift Membran Reactor). Das Anodenrestgas, welches noch 30–35 Prozent nicht genutztes Brenngas enthält, wird einem Shift-Reaktor mit Wasserstoffmembran zugeführt, der Wasserstoff diffundiert durch die Membran und wird auf der Permeatseite mit Luft in einer Turbine verbrannt. Das Retentat wird nach dem Auskondensieren des Wassers der CO₂-Verdichtung und dem CO₂-Transport zugeführt. Der Elektrolyt der SOFC Brennstoffzelle hat auch die Funktion einer Trennphase des O₂ vom N₂. Luft wird der Kathode unter Druck zugeführt. Die Sauerstoffionen diffundieren von der Katodenseite des Elektrolyten auf die Anodenseite, wo sie mit dem Brennstoff (H₂, CO, CH₄) reagieren.

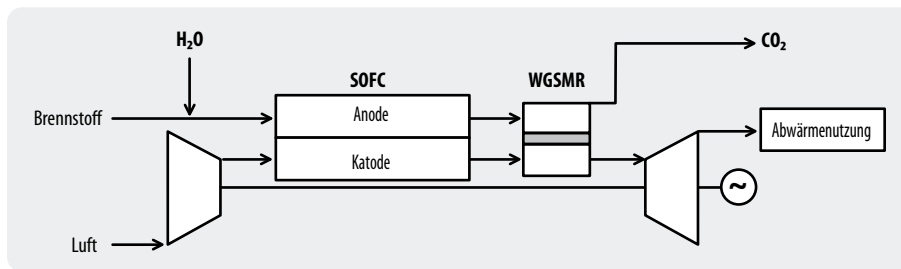


Abbildung 5-10:
CO₂-Abscheidung in einer
SOFC-Brennstoffzelle und
WGSMT-Nachbrenner

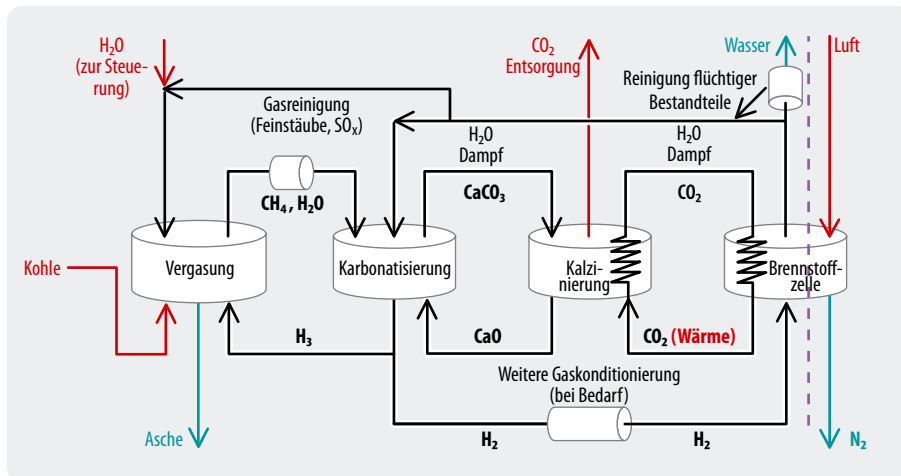


Abbildung 5-11:
Der ZECA-Prozess
(Lackner 2001)

Das Anodenrestgas besteht nur aus CO₂ und bisher nicht reagiertem Brenngas. Um die Energie des Anodenrestgases zu nutzen, muss das Gas einer Nachverbrennung zugeführt werden. Dieses Konzept wird in den Niederlanden bei ECN untersucht und ist in Abbildung 5-10 dargestellt (Dijkstra 2002). Die gerechneten elektrischen Wirkungsgrade für GuD Kraftwerke mit SOFC liegen bei 60 Prozent mit CO₂-Abscheidung. Hochtemperatur-Brennstoffzellen für den Kraftwerkseinsatz werden allerdings wahrscheinlich nicht vor 2030 zur Verfügung stehen.

Der ZECA-Prozess kombiniert die Hochtemperatur-Brennstoffzellentechnik mit hydrierender Kohlevergasung und einem Calciumoxid/Calciumcarbonat-Kreislauf. In diesem Prozess (Abbildung 5-11) wird die Kohle durch hydrierende Druckvergasung mit H₂ zu CH₄ umgesetzt. CH₄ wird im nächsten Prozessschritt mit Wasserdampf in Anwesenheit von CaO zu H₂ und CaCO₃ umgesetzt. Zur Hälfte wird der Wasserstoff der Hydrovergasung zugeführt und die andere Hälfte wird in einer SOFC verstromt. Die Abwärme der SOFC ermöglicht die Regeneration von CaO (durch thermische Zersetzung von CaCO₃ in CaO und CO₂). Reines CO₂ wird aus dem Reaktor bei 1 bar abgeführt.

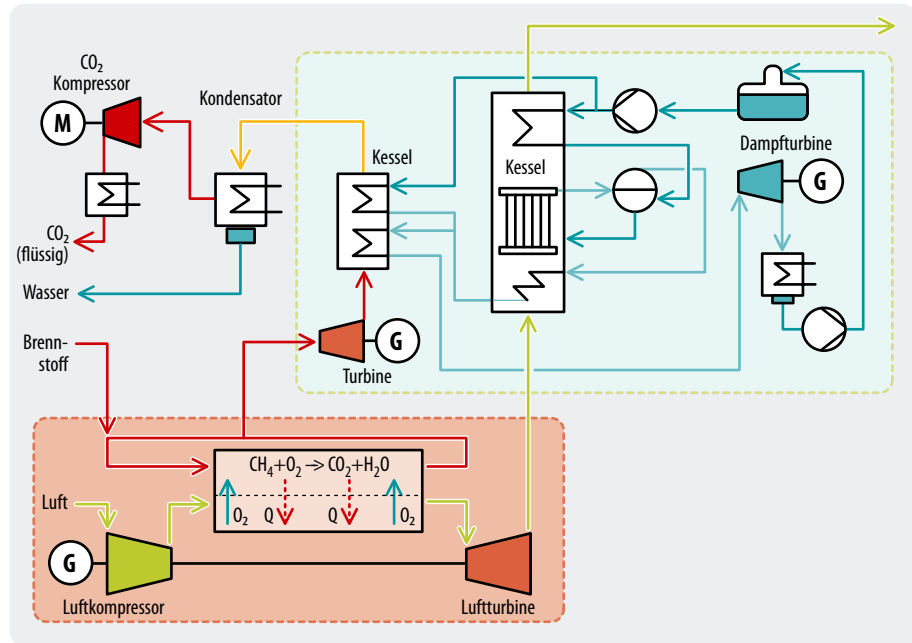
Die Schlüsselkomponente des Konzepts ist die SOFC, die unter einem Druck von 30 bar arbeitet. Solche Brennstoffzellen werden voraussichtlich in 25–30 Jahren in einer für Kraftwerke erforderlichen Leistung verfügbar sein (Lackner 2001). Es sind darüber hinaus noch viele technische Fragen ungeklärt wie z.B. die Kopplung von Systemen, die auf verschiedenen Druckniveaus arbeiten (Vergaser 60 bar, Kalzinierer 1 bar, SOFC 30 bar). Prob-

leme bereitet auch noch der unvollständige Stoffumsatz und die Stabilität des Sorbents etc. Der elektrische Wirkungsgrad des Systems wird auf 70 Prozent geschätzt. Beim Einsatz von heutigen Technologien kommt man allerdings mit diesem Konzept zu einem Wirkungsgrad von „nur“ 39 Prozent. Die Forschungsarbeiten zu diesem Prozess sind vorwiegend in Nordamerika bei der ZECA Corporation (formerly the Zero Emission Coal Alliance), einem Zusammenschluss von Energieversorgungsunternehmen, der Kohleindustrie und Forschungsinstituten, angesiedelt.

Das AZEP-Konzept

Der AZEP-Prozess (Advanced Zero Emission Power Plant) wurde im Rahmen eines EU Projekts im 5. Rahmenprogramm entwickelt und basiert auf einem Kraftwerkskonzept mit Gasturbine, Verbrennung mit Sauerstoff und CO₂-Zurückhaltung (Abbildung 5-12). Das Schlüsselement in diesem Konzept ist der Reaktor mit integrierter keramischer Hochtemperatur-Sauerstoffmembran. Im Unterschied zum Oxyfuelverfahren, wo die Sauerstofferzeugung in einer separaten Luftzerlegungsanlage realisiert ist, erfolgt beim AZEP-Konzept die Sauerstoffabtrennung direkt mit Brennraum. Der Brennstoff (Erdgas) wird im Sauerstoff verbrannt, die Abgase bestehen vorwiegend aus CO₂ und Wasser und werden einem konventionellen Dampfprozess zugeführt. Anschließend wird das Wasser auskondensiert und vom CO₂ getrennt. Berechnungen zeigen, dass bei dem AZEP-Konzept der Wirkungsgradverlust des Kraftwerkes nur 2–5 Prozent beträgt gegenüber ca. 10 Prozent bei konventioneller CO₂-Abtrennung. Die

Abbildung 5-12:
Der AZEP-Prozess
(Göttlicher 2003)



Abgase bestehen – nach Wasseraus Kondensierung – aus konzentriertem CO_2 , somit entfällt der Einsatz von aufwendigen Trennverfahren.

Chemical Looping Combustion (CLC) Prozess

Bei diesem Prozess wird zur Oxidation des Brennstoffs nicht Sauerstoff, sondern ein Metalloxid eingesetzt. Damit wird der direkte Kontakt des Brennstoffs mit der für die Verbrennung zugeführten Luft vermieden. Die Verbrennungsabgase bestehen vorwiegend aus CO_2 und Wasser. Damit wird, wie bei Verbrennung mit Sauerstoff, eine einfache Abtrennung des CO_2 nach dem Auskondensieren des Wassers möglich. Das Prinzip- und das Fließbild des Prozesses sind in Abbildung 5-13 dargestellt.

gestellt (Lyngfelt 2001). Als Brennstoff können gasförmige Stoffe eingesetzt werden. Feststoffe wie Kohle müssen vorher vergast werden. Das System besteht im Wesentlichen aus zwei Reaktoren: Im Ersten findet die Oxidation des Sauerstoffträgermetalls (z.B. Fe, Cu, Ni, Co, etc.) mit Luft zu Oxid statt, welches anschließend in den zweiten Reaktor befördert wird, wo es mit dem gasförmigen Brennstoff (z.B. Erdgas, H_2 , Synthesegas, etc.) zu CO_2 und Wasser umgesetzt wird.

Der kritischste Punkt bei dem CLC-Prozess ist die Entwicklung eines Sauerstoffträgers, der dem wiederholten chemischen Zyklus Oxidation-Reduktion standhält und resistent gegenüber physikalischer und chemischer Degradation ist. Als Sauerstoffträger wird meist ein Metalloxid verwendet.

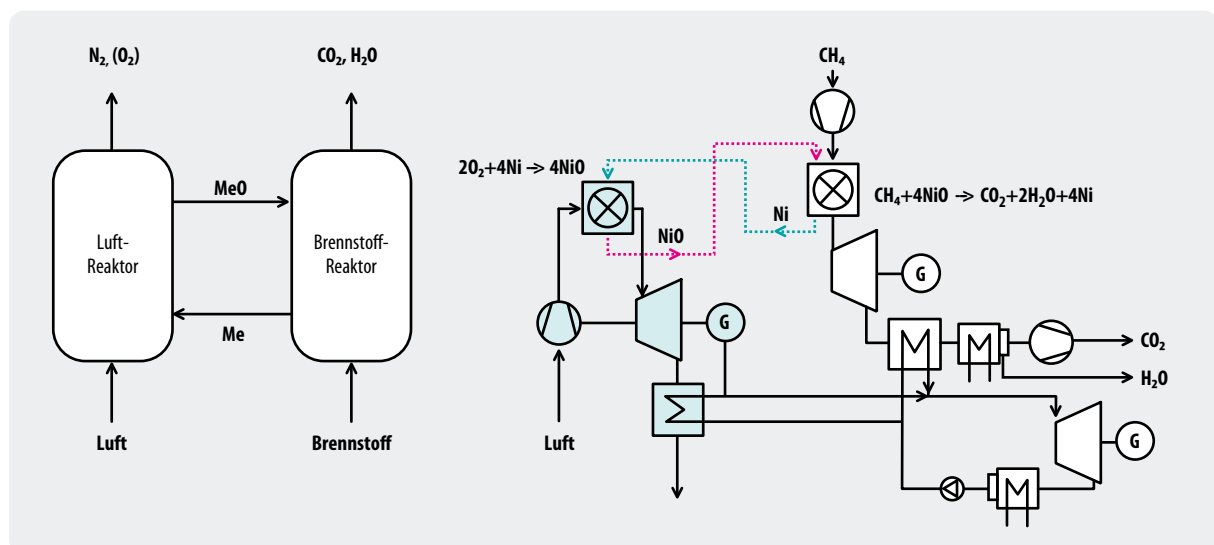


Abbildung 5-13: Chemical Looping Combustion Process: Prinzip- und Fließbild

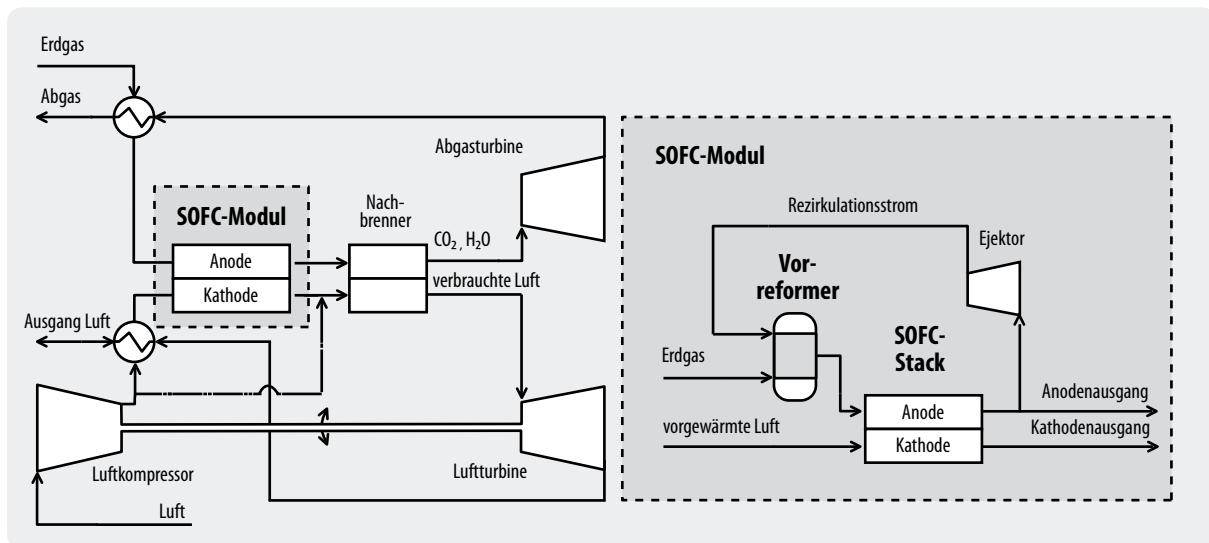


Abbildung 5-14: CO₂-Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle mit Gasturbine und Nachbrenner (Quelle: Maurstad et al. 2005)

An der Chalmers University in Göteborg wurde 2004 eine erste 10 kW Anlage mit Ni 100 Stunden lang betrieben (Greenhouse Issues 2004).

Neue hocheffiziente Kraftwerkskonzepte

Ein hocheffizientes Kraftwerkskonzept zur Verstromung von Erdgas stellt z.B. die Kombination von Hochtemperatur-Brennstoffzelle und Gasturbine dar (siehe Abbildung 5-14, Maurstad et al. 2005). Theoretisch sind dort mit integrierter CO₂-Abtrennung Wirkungsgrade von bis zu 65 Prozent möglich, was auf folgenden Grundlagen beruht:

Beim Einsatz der SOFC ist der theoretisch erzielbare Wirkungsgrad nicht beschränkt durch den Carnot-Prozess, wie z.B. bei reinen Gas- und Dampfturbinenprozessen. Die endotherme Reformierung (in der Hochtemperatur-Brennstoffzelle oder einem Vorreformer) transferiert thermische (Abwärme) in chemische (Brennstoff) Energie.

5.1.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung am Kraftwerk

In den nächsten 20 Jahren besteht für Deutschland im Bereich fossiler Energieträger ein erheblicher Kraftwerksersatzbedarf. Aufgrund der langen Lebensdauer eines Kraftwerks (ca. 40 Jahre) und der Notwendigkeit, die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung langfristig zu mindern, kommt bei einer heutigen Investitionsentscheidung auch die Möglichkeit einer späteren Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung in Betracht. Kraftwerke, die bereits bei Planung und Bau die Möglichkeit der späteren Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung vorsehen, werden als „capture ready“ bezeichnet.

Für anstehende Ersatzinvestitionen im Kraftwerkspark kommen aus betriebswirtschaftlichen Gründen laut (Fischedick et al. 2006) auf absehbare Zeit nur moderne konventionelle Kraftwerkstypen in der oberen Leistungsklasse mit Kraftwerksblöcken bis 1 000 MW_{el} und Lastanforderungen von 25–100 Prozent in Frage. Zudem zielen die Entwicklungen im Kraftwerksbereich angesichts steigender Brennstoffkosten auf einen möglichst hohen Wirkungsgrad, was auch eine Verminderung des spezifischen CO₂ Ausstoßes (gCO₂/kWh_{el}) mit sich bringt.

Zur Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung an bestehenden Kohlekraftwerken kommen zwei Möglichkeiten in Betracht: Zum einen die „Post Combustion“-CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas, z.B. mittels MEA-Wäsche, und zum anderen die Umstellung des Verbrennungsprozesses auf reinen Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren). Beides bringt erhebliche Veränderungen der Infrastruktur im Kraftwerk mit sich. Bei der MEA-Wäsche handelt es sich dabei vorrangig um einen erheblichen zusätzlichen Platzbedarf für die Abgaswäscher und die Kolonne für die Regeneration der Waschflüssigkeit sowie entsprechende Speichermöglichkeiten. Im Falle einer Nachrüstung zum „Oxyfuel“-Kraftwerk ist eine Luftzerlegungsanlage für den benötigten Sauerstoff notwendig. Zudem erfordert eine derartige Umrüstung größere Umbauarbeiten am Feuerraum, wie z.B. die Möglichkeit zur Rezirkulation von CO₂ aus dem Abgas, welche zur Temperaturkontrolle der Verbrennung benötigt wird. Einfachere Möglichkeiten der Nachrüstung (in Form von „Pre Combustion“-Technologie) bestehen, wenn von vorn herein auf die Vergasungstechnologie gesetzt wird. Die Anfangskosten sind gegenüber konventioneller Kraftwerkstechnik zwar höher, die späteren Zusatzkosten für die Nachrüstung aber geringer.

Sofern von den technischen und örtlichen Voraussetzungen überhaupt möglich, führt eine nachgerüstete CO₂-Abtrennung immer zu einem Wirkungsgradverlust, der bei gleicher elektrischer Leistung durch einen Mehrverbrauch an Brennstoff kompensiert werden muss. Durch die Erhöhung der Stromerzeugungskosten ist die CO₂-Abtrennung unter heutigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich. Durch eine Veränderung der heutigen Rahmenbedingungen (z.B. durch einen CO₂-Zertifikatshandel) könnte die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung jedoch in einigen Jahren perspektivisch wirtschaftlich werden, wodurch sich das prinzipielle Interesse an der Option der Nachrüstung erklärt. Einige Unternehmen hat dies dazu bewogen, bei ihren derzeitigen Kraftwerksplanungen darüber nachzudenken, wie sie ihre Anlagen „capture ready“ errichten können.

In (Sekar et al. 2005) werden zukünftige CO₂-Regulierungen und die gegenwärtigen Investitionen im Kraftwerksbereich betrachtet. Im nordamerikanischen Raum werden dort im wesentlichen zwei Technologien identifiziert, die heute für neue Kohlekraftwerke in Frage kommen: PC (pulverized coal technology) und IGCC (integrated coal gasification combined cycle). Untersucht wurden die Auswirkungen zukünftiger Kosten von CO₂-Regulierungen, der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung und einer möglichen Emissionsabgabe. Anhand von Eckdaten (z.B. CO₂-Steuer) wird die Wirtschaftlichkeit der beiden Konzepte gegenübergestellt und ermittelt, ab wann es sich lohnt, z.B. eine CO₂-Abtrennung nachzurüsten.

Nachfolgend sind einige Voraussetzungen für die Nachrüstung (retrofit) von bestehenden Kraftwerken aufgeführt. Um bei der Post Combustion CO₂-Abtrennung den in mehreren Studien prognostizierten Wirkungsgradverlust im Bereich > 10 Prozent zu minimieren, kommt der Prozessintegration besondere Bedeutung zu. Bei (Gibbins et al. 2004) werden für die Nachrüstung sechs Regeln aufgestellt und an Beispielen erläutert. Hintergrund der Arbeit war es, bei den Post Combustion Lösungen die Effektivität zu maximieren und das Verbesserungspotenzial gegenüber den Studien aufzuzeigen, die bisher keine optimierte Prozessintegration berücksichtigen.

- Eine der wichtigsten Voraussetzungen bei der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung am Kraftwerk ergibt sich aus dem erheblichen zusätzlichen Platzbedarf, der begrenzend wirken könnte (nach ersten Abschätzungen liegt der zusätzliche Platzbedarf bei rund 50 bis 100 Prozent).
- Wenn Kraftwerke mit einer CO₂-Abtrennung nachgerüstet werden, sollten diese einen guten Wirkungsgrad aufweisen oder es muss auch am Kraftwerksprozess an sich nachgerüstet werden. Es ist wirtschaftlich nicht sinnvoll, an Kraftwerken, die mit einem Wirkungsgrad von 30 Prozent arbeiten, eine CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas nachzurüsten.

- Bei der CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas nimmt der apparative und energetische Aufwand mit kleiner werdender CO₂-Konzentration im Abgas überproportional zu. Deshalb kann bei einer Nachrüstung die partielle CO₂-Abtrennung die ökonomischste Lösung sein.

5.2 Konzepte für einen Einstieg in die großtechnische Bereitstellung von H₂

Großtechnisch erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Quellen über die Erdgasreformierung sowie die partielle Oxidation von Kohlenwasserstoffen und der Vergasung von Kohle. Daneben kann Wasserstoff auch sekundär über die Wasserelektrolyse (z.B. als Nebenprodukt bei der Chlorherstellung) produziert werden. Die Wasserelektrolyse ist dabei vom Primärenergieträgereinsatz unabhängig und wird somit langfristig als das wesentliche Standbein einer regenerativen Wasserstoffenergiewirtschaft gesehen.

5.2.1 Großtechnische H₂-Herstellung heute (Dampfreformierung von Erdgas)

Einer der größten Hersteller von Wasserstoff und der entsprechenden Produktionsanlagen, mit einer Kapazität bis zu 100 000 m³/h (ca. 300 MW), ist in Deutschland die Firma Linde. In der Region Leuna/Bitterfeld werden Großkunden über ein Rohrleitungsnetz beliefert. Zudem erfolgt der Vertrieb in komprimierter Form über deutschlandweit ca. 800 Vertriebsstellen.

Bei der Dampfreformierung wird aus Erdgas und Wasserdampf in einem Reaktor bei hohen Temperaturen zunächst Wasserstoff, Kohlenmonoxid und -dioxid erzeugt und in einem zweiten Prozessschritt der Kohlenmonoxid-Anteil mit Dampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff konvertiert (CO-Shift-Stufen). Schließlich wird Wasserstoff mittels Druckwechselsorption (PSA = Pressure Swing Adsorption) vom Restgas getrennt. Das Restgas enthält neben CO₂ noch bis zu 60 Prozent brennbare Bestandteile und wird zur Beheizung des Reformers eingesetzt.

5.2.2 Möglichkeiten und Aufwand zur CO₂-Abtrennung (bei der H₂-Erzeugung)

Bei der großtechnischen H₂-Herstellung kann CO₂ mittels MEA-Wäsche abgetrennt werden, wie es in Abbildung 5-15 skizziert ist (Vagnetti 2005). Bei der skizzierten Anordnung kann CO₂ nicht vollständig abgetrennt werden, da zur Beheizung des Reformers das Restgas und ein Teilstrom des Erdgases eingesetzt werden, die bei ihrer Verbrennung ein CO₂-haltiges Abgas erzeugen. Bei Vagnetti 2005 wurde eine CO₂-Abtrennung von 71 Prozent angenommen. Der Aufwand für die CO₂-Abtrennung ist dabei vergleichbar mit aminbasierten Post Combustion Systemen zur CO₂-Abtrennung.

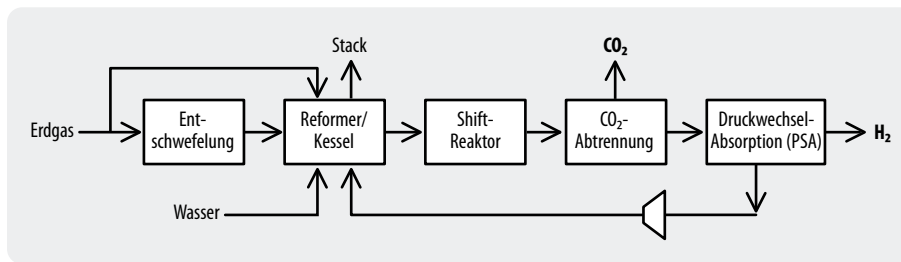


Abbildung 5-15:
Wasserstoffherstellung
aus Erdgas mittels Dampf-
reformierung und CO₂-Ab-
trennung (MEA-Wäsche)

aus dem Abgas von Kohlekraftwerken. Für die Bereitstellung der Basisdaten für die LCA-Betrachtungen wurde das oben beschriebene Verfahren mit dem Prozesssimulationsprogramm „IPSE-Pro“ abgebildet. In Abweichung zu Vagnetti 2005 ergab sich dabei eine CO₂-Abtrennung von 51 Prozent.

5.2.3 Wasserstoffherstellung aus der Feststoffvergasung

Derzeit stammen ca. 83 Prozent der Gesamtwasserstoffproduktion aus der Reformierung von Erdgas und ca. 14 Prozent aus der Naphtha Reformierung in Raffinerieprozessen. Nur ca. 3 Prozent werden durch die Vergasung kohlenstoffhaltiger Rückstände „Heavy Residues“ hergestellt (siehe vereinfachtes Prozessfließbild in Abbildung 5-16). Grundsätzlich eignet sich das Verfahren auch zur H₂-Herstellung aus Kohle. Dabei wird ein pumpfähiger „Slurry“ aus kohlenstoffhaltigen Rückständen oder Kohle mit Sauerstoff und Dampf vergast. Neben H₂ und anderen Bestandteilen (CO₂, H₂S, COS) enthält das Rohgas bis zu ca. 50 Prozent CO, welches in einer Shift-Stufe mittels Wasserdampf in H₂ und CO₂ konvertiert werden muss. Nachfolgend sind die wesentlichen Prozessschritte aufgeführt.

- Luftzerlegung und Sauerstoffkompression
- Flugstromvergasung (Multi Purpose Gasification MPG – Quench Konfiguration)
- Rohgas Shiftstufe zur CO-Konversion
- Entschwefelung
- H₂-Abtrennung (in Abb. 5-16 nicht dargestellt)

Der Vergasungsteil und die Gasaufbereitungsstufen des dargestellten Verfahrens zur H₂-Erzeugung aus Kohle entsprechen weitgehend denen eines IGCC Kraftwerkes mit vorgesehener CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung in der Gasturbine. Die H₂-Abtrennung ist im vereinfachten Prozessfließbild nicht dargestellt. Abhängig von den Qualitätsanforderungen an den gewonnenen Wasserstoff gibt es z.B. folgende H₂-Abtrennmöglichkeiten:

- Für eine hohe H₂-Reinheit kommt die Abtrennung mittels PSA (Pressure Swing Adsorption) in Frage. Als Rest bleibt ein Gemisch aus CO₂, Rest-H₂, CO und den Restgasen.
- Analog zu den IGCC Kraftwerkskonzepten kann auch das CO₂ aus dem Produktgas abgetrennt werden (physikalische Wäsche z.B. Rectisol). Das verbleibende Gas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff (jedoch nicht in hochreiner Form), welcher beim IGCC Kraftwerk in einer speziellen H₂-Gasturbine verbrannt würde.

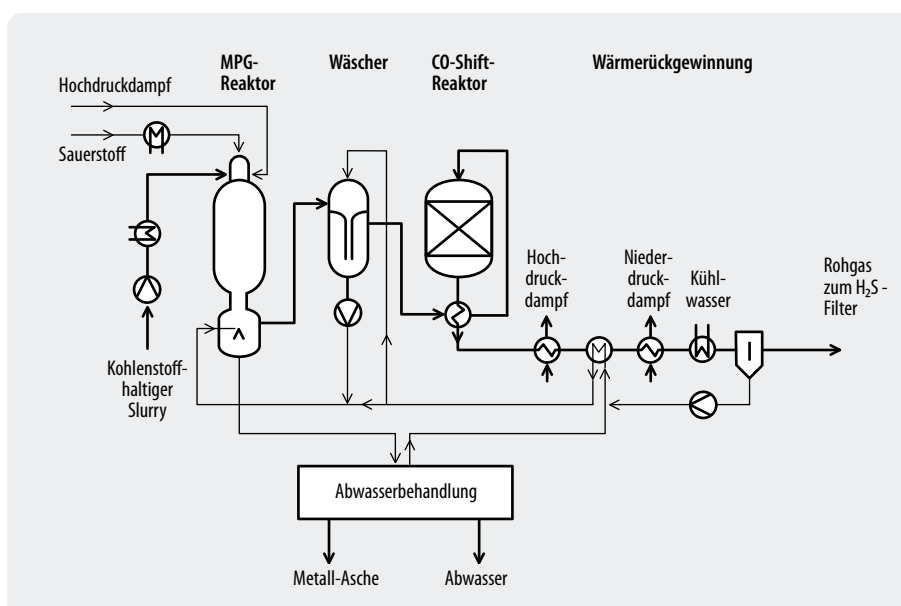


Abbildung 5-16:
Vereinfachtes Prozess-
Fließbild zur Vergasung
kohlenstoffhaltiger
„Slurries“ für die H₂-
Herstellung
(Ullmann's 2002)

5.2.4 CO₂-freie Konzepte zur H₂-Erzeugung

Seit Anfang der achtziger Jahre entwickelt die Kvaerner Engineering S.A. aus Norwegen das gleichnamige Verfahren („Kvaerner Carbon Black and Hydrogen Process“) zur CO₂-freien Erzeugung von Wasserstoff. Dabei werden Kohlenwasserstoffe (Erdgas, Erdöl) in einem Plasmabrenner bei ca. 1 600 °C in Aktivkohle (reinen Kohlenstoff) und Wasserstoff getrennt. Eine seit 1992 in Kanada betriebene Pilotanlage erzeugt aus 1 000 m_N³/h Erdgas und 2 100 kW_{el} elektrischer Energie neben Heißdampf mit einer Leistung von 1 000 kW rund 500 kg/h Aktivkohle und 2 000 m_N³/h Wasserstoff. Berücksichtigt man alle verwertbaren Produkte, erreicht die Anlage einen Wirkungsgrad von 93 Prozent. Circa 50 Prozent davon entfallen auf den Wasserstoff, etwa 40 Prozent auf die Aktivkohle und 10 Prozent auf den Heißdampf.

5.3 Lernkurven und mögliche Kostendegressionen

Zur Abschätzung einer möglichen Kostendegression bei Wirtschaftsgütern wird vielfach das „Boston Modell“ angewandt, wonach pro Verdopplung der Stückzahl Kostendegressionen im Bereich von 10–30 Prozent zu erwarten sind. Prinzipiell kann dieses Modell auch zur Abschätzung der Kosten zukünftiger Technologien zur CO₂-Minderung im Kraftwerksbereich angewandt werden, wie es von (Riahi et al. 2006) ausführlich beschrieben und zur Abschätzung zukünftiger Kosten von Kraftwerkskonzepten mit CCS angewandt wurde. Grundlage einer zu erwartenden Kostensenkung ist dort eine kontinuierliche Verbesserung der Technologie mit jeder neu gefertigten Generation, die wachsenden Erfahrungen die vorhandene Technologie effizienter einzusetzen und Rationalisierungsgewinne bei der Fertigung größerer Stückzahlen.

Diese Wirkungen resultieren in den Lernkurven, welche die Veränderungen der Anlagenkosten als Funktion der kumulierten installierten Kapazität beschreiben. Die Lernkurven ermöglichen bei einer Szenarienbetrachtung die Berücksichtigung einer Kostenreduktion durch eine unterstellte Anwendung der betrachteten Technologie. Dies ermöglicht die Berücksichtigung einer dynamischen Kostenentwicklung in Szenarien.

Um die möglichen zukünftigen Trends bezüglich der Kraftwerkskosten mit CO₂-Abtrennung vorherzusagen, wurden von (Rubin et al. 2006) historische Kostenentwicklungen von Kraftwerkskomponenten, wie z.B. Rauchgasentschwefelung, Entstickung aber auch der klassischen Kraftwerkskomponenten untersucht. Die dabei ermittelten Lernraten für Komponenten aus der Kraftwerkstechnik sind in Tabelle 5-2 zitiert.

Interessant ist dabei der Hinweis, dass die bei der Entschwefelung gefundenen Lernraten mit anderen Lernraten aus dem Kraftwerksbau übereinstimmen, aber

Tabelle 5-2: Lernraten von Kapital und Betriebskosten von Kraftwerkstechnologien nach (Rubin et al. 2006)

Technologie	Lernrate*	
	Kapitalkosten	Betriebskosten
Rauchgasentschwefelung	0.11	0.22
Entstickung SCR (Selective Catalytic Reduction)	0.12	0.13
GUD (Gas- und Dampfzyklus)	0.10	0.06
Kohlestaubfeuerung	0.05	0.07–0.30
Flüssiggasherstellung (LNG)	0.14	0.12
Sauerstoffherstellung	0.10	0.05
Wasserstoffherstellung (SMR, Steamreforming)	0.27	0.27

* Anteilige Verminderung der Kosten bei einer Verdopplung der Kapazität

nur erreicht wurden, weil durch gesetzliche Vorgaben die zur Kostensenkung nötige installierte Kapazität erzielt wurde (Riahi et al. 2004). Diese Tatsache relativiert die Übertragbarkeit auf andere Bereiche etwas. Ein weiterer interessanter Hinweis bezüglich Lernraten für CCS Technologie findet sich in einer Unsicherheitsbetrachtung von (Gielen 2003). Er kommt zum Schluss, dass bei Szenarienbetrachtungen im Vergleich zu anderen Unsicherheiten die Lerneffekte nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Während für die CCS-spezifischen Komponenten gleichsweise Lernraten im Bereich der Abgasreinigung herangezogen werden können, sind Lerneffekte bei den Investitionskosten der konventionellen Kraftwerkstechnik als relativ gering einzustufen (z.B. Kohlestaubfeuerung). Zum einen handelt es sich hier um weit entwickelte Technologien und Fertigungsverfahren, zum anderen bewirkt die Forderung nach weiter steigenden Wirkungsgraden vielfach auch einen steigenden Fertigungsaufwand bzw. den Einsatz teurerer Materialien. Durch steigende Wirkungsgrade können auch bei unveränderten Investitionskosten die Stromerzeugungskosten gesenkt werden.

Die hier diskutierten Lerneffekte für CCS-Komponenten und für konventionelle Kraftwerkskomponenten wurden bei der Ermittlung von Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken berücksichtigt und sind in Kapitel 12 im Einzelnen dargelegt. Ausgehend von den für das Jahr 2020 definierten „marktreifen“ Referenztechnologien ist dort ein Technologiestatus „ausgereifte CCS-Kraftwerke“ für das Jahr 2040 definiert worden, der sowohl Effizienzsteigerungen und verbesserte CO₂-Abscheidegrade als auch veränderte spezifische Investitionskosten aufweist.

5.4 Relevante Technologien für Deutschland

Die Betrachtung der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Energieträger beschränkte sich – neben der Wasserstoffherzeugung – auf den Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken, da hier große Mengen CO₂ zentral emittiert werden. Die höchsten spezifischen CO₂ Emissionen pro erzeugte kWh_{el} weisen dabei Kohle-, insbesondere Braunkohlkraftwerke auf, was jedoch nicht ausschließt, dass auch bei Gaskraftwerken eine CO₂ Abtrennung sinnvoll sein kann.

Ungefähr die Hälfte der deutschen Nettostromerzeugung basiert derzeit auf Kohle. Verschiedene Szenarien zukünftiger Energieversorgung gehen von einer unterschiedlich ausgeprägten Verminderung des Kohleanteils im deutschen Strommix aus. Trotz dieses Rückgangs wird für Deutschland ein Kraftwerksersatzbedarf bis 2030 von ca. 40 GW_{el} installierter Leistung prognostiziert (Fischedick et al. 2006), der teilweise oder je nach Rahmenbedingung (vgl. Prognos/EWI 2006) auch zu großen Teilen über Kohlekraftwerke gedeckt werden wird. Weltweit wird mit einem starken Zubau an Kohlekraftwerken (hauptsächlich China und Indien) gerechnet. Selbst wenn in den nächsten zwei Dekaden beim Ersatz deutscher Kohlekraftwerke CCS Technologie nicht zum Einsatz kommt, ist die Technologie für Deutschland durchaus von Relevanz, da hier führende Kapazitäten im Bereich Kraftwerkstechnik mit weltweiten Exporten ansässig sind.

Im Hinblick auf eine CO₂-Minderung beim Einsatz fossiler Brennstoffe stehen die Technologien zur Effizienzsteigerung an erster Stelle des Interesses. Durch den zeitnahen Einsatz dieser Technologien konnte in den letzten Jahrzehnten trotz verstärkter Umweltauflagen (die zum Teil zu einem Brennstoffmehrbedarf geführt haben) eine kontinuierliche Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades erzielt werden. Aus thermodynamischen und materialtechnischen Gründen kann dieser Trend nicht beliebig fortgesetzt werden. Eine weitere signifikante CO₂-Minderung bei der fossilen Stromerzeugung bedarf deshalb des Einsatzes von bislang noch verlustbehafteter CO₂-Abscheidetechniken oder neuen Kraftwerkskonzepten. Während CO₂-Abscheidetechniken mittelfristig zur Verfügung stünden, ist die Entwicklung von neuen Kraftwerkskonzepten eher langfristig zu sehen.

Aus heutiger Sicht kann nicht bestimmt werden, welche der kurz- bis mittelfristig prinzipiell verfügbaren CO₂-Abtrennverfahren die besten Realisierungschancen haben werden. Aus technologischer Sicht kann allen drei Optionen in der Zukunft eine relevante Bedeutung zukommen. Dies gilt zum einen für die Rauchgaswäsche als vermutlich adäquate Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel den Energieaufwand noch zu verringern. Für die IGCC-Technik ist von Bedeutung, dass die heute für den Kraftwerksprozess noch unzureichende Verfügbarkeit signifikant verbessert werden kann. Für das Oxy-

fuel-Verfahren kommt es darauf an, durch das gerade gestartete Demonstrationsvorhaben wertvolle Erfahrungen zu sammeln und in der Praxis erfolgreich umzusetzen.

Ob Techniken zur CO₂-Abscheidung beim Ersatz deutscher Kraftwerke relevant werden, hängt von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Ohne entsprechende Anreize ist auch die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer CO₂-Abtrennung nicht relevant. Zur Vorbereitung auf perspektivische Entwicklungen kann es bei der Errichtung von neuen Kraftwerken evtl. sinnvoll sein diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung) auszuführen.

Hinsichtlich der Standortwahl ist vor allem der Platzbedarf für die zusätzlichen Komponenten eine entscheidende Größe. Wesentlicher Faktor dürfte aber die Anbindung an geeignete Speicherstrukturen sein (vgl. Kapitel 8). Gute Chancen zur Einführung der CCS Technologie besteht für Kraftwerksstandorte in Verbindung mit einem konkreten Bedarf an CO₂ zum Beispiel zur Unterstützung bei der Erdöl- und Erdgasförderung (EOR/EGR Enhanced Oil/Gas Recovery).

Kapitel 6

CO₂-Transport

In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen möglichen Transportoptionen für CO₂ mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen vorgestellt (Kap. 6.2). Vorab wird in Kap. 6.1 näher auf die technischen und thermodynamischen Eigenschaften von CO₂ eingegangen, die für den Transport relevant sind. Ferner wird der Energieaufwand für den CO₂-Transport in verschiedenen Aggregatzuständen bzw. mit verschiedenen Transportmedien abgeschätzt. In Kap. 6.3 werden schließlich spezifische Transportkosten aus der Literatur für verschiedene Transportoptionen gegenübergestellt.

stabilerer Zustand erreicht wird, so dass keine Probleme mit Kavitation² bei Pumpen, Kompressoren etc. zu erwarten sind. Gasförmiger Transport ist weniger günstig, da die Dichte und somit der mögliche Durchsatz sehr viel geringer sind.

Der Transport von festem CO₂ (Trockeneis) ist lediglich für Trockeneisanwendungen relevant. Für die CO₂-Deponierung spielt er keine Rolle, da die Trockeneisherstellung extrem energieaufwendig ist: In (VGB 2002) wird ein direkter spezifischer Energieaufwand

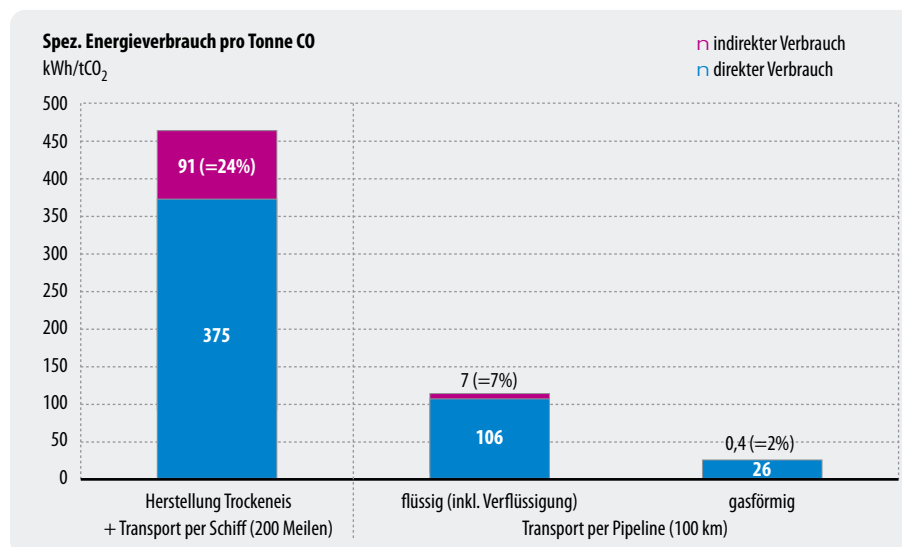


Abbildung 6-1:
Spezifischer direkter und indirekter Energieverbrauch für Herstellung und Transport von Trockeneis (festes CO₂) bzw. Pipelinetransport von flüssigem und gasförmigem CO₂

Quelle: VGB 2002
(direkte Energieverbräuche)
bzw. eigene Berechnungen
(indirekte Energieverbräuche)

6.1 Transport-Phasenzustand und Energieaufwand für Verdichtung und Transport

Der CO₂-Transport auf der Straße, per Eisenbahn oder zu Wasser, findet i.d.R. unter Hochdruck in flüssigem bzw. überkritischem Zustand statt (Ausnahme: Trockeneis). Beim Pipelinetransport wird das CO₂ auf einen überkritischen Druck¹ oberhalb von 74 bar mit einer Dichte von ca. 1 100 kg/m³ gebracht. Der Vorteil im Vergleich zu der flüssigen Phase liegt darin, dass ein

von ca. 375 kWh/t_{CO2} zur Herstellung und zum Transport (200 Meilen) von Trockeneis angegeben. Für den CO₂-Transport per Pipeline (100 km Länge) werden in der gleichen Quelle 106 kWh/t_{CO2} (Transport in flüssigem Zustand, darin enthalten allein für Verflüssigung 93 kWh/t_{CO2}) bzw. 26 kWh/t_{CO2} (Transport in gasförmigem Zustand) abgeschätzt. Göttlicher nennt in seiner umfangreichen und frühen CCS-Studie spezifische Energieaufwendungen von 111–113 kWh/t für die Verdichtung von CO₂ auf einen Druck von 110 bar (entsprechend rund 3,5 Prozent Energieaufwand bezogen

¹ „Überkritisch“ bezeichnet in der Thermodynamik einen sehr dichten Zustand oberhalb des so genannten „Kritischen Punktes“, bei dem eine klare Phasenabgrenzung zwischen dem flüssigen und dem gasförmigen Zustand nicht mehr möglich ist (vgl. Abbildung A1 im Anhang).

² Als „Kavitation“ wird die Bildung von Gasblasen in einer Flüssigkeit bezeichnet, die durch lokale Unterdrücke entstehen. Die mit der plötzlichen Verdampfung und der anschließenden Implosion der Gasblasen einhergehenden Druckstöße haben sehr stark schädigende Wirkung auf umgebende Materialien bzw. Anlagen.

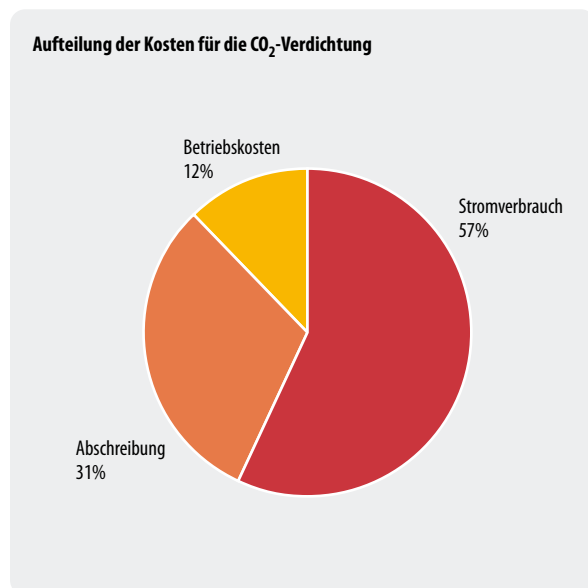


Abbildung 6-2: Aufteilung der Kosten für die CO₂-Verdichtung (ECOFYS 2004)

auf den Brennstoffeinsatz Kohle H_u), 160 kWh/t für die kältetechnische Verflüssigung (5,2 Prozent) und 260–420 kWh/t für die Trockeneisherstellung (8,4–13,5 Prozent) (Göttlicher 1999).

In Abbildung 6-1 sind sowohl die direkten als auch die indirekten (in der vor- bzw. nachgelagerten Prozesskette induzierten) Energieaufwendungen pro Tonne CO₂ für die Herstellung von Trockeneis und für den Pipelinetransport grafisch dargestellt (Daten für *direkten* Verbrauch nach VGB 2002). Wie zu erkennen ist, induziert die Trockeneisherstellung (inkl. 200 Meilen Seetransport) bereits rund ein Viertel zusätzliche (indirekte) Anteile am Energieverbrauch und somit an CO₂-Emissionen³, die es ja eigentlich zu vermeiden gilt. Beim Pipelinetransport sind die indirekten Energieverbräuche bzw. Emissionen mit rund 7 Prozent (flüssig) bzw. 2 Prozent (gasförmig) weitaus geringer. Der geringere Energieaufwand beim gasförmigen Transport wird allerdings dadurch relativiert, dass für die anschließende Speicherung das CO₂ i.d.R. noch weiter komprimiert werden muss.

Schiffstransport induziert – im Vergleich zu Offshore-Pipelines – einen höheren spezifischen CO₂-Ausstoß, verursacht durch den zusätzlichen Energiebedarf von Verflüssigungseinrichtungen und den Treibstoffbedarf der Tanker. Die IEA schätzt die Zusatzemissionen beim Schiffstransport auf mindestens 2,5 Prozent (bei einer Entfernung von 200 km) und maximal 18 Prozent (bei einer Entfernung von 12 000 km). Demgegenüber liegen die spezifischen Zusatzemissionen bei Pipelines lt. (IEA 2004) nur bei ca. 1 bis 2 Prozent pro 1 000 km. Die Autoren von (IPPC 2005) gehen beim Schiffstransport von spezifischen Zusatzemissionen (durch Abdampf-

verluste der Ladung und durch CO₂-Emissionen der Schiffsdiesel) von 3 bis 4 Prozent pro 1 000 km aus, die ihrer Ansicht nach durch Auffangen und Wiederverflüssigung des verdampften CO₂ auf 1 bis 2 Prozent pro 1 000 km reduziert werden könnten. Angaben zu dem erforderlichen Energieaufwand zur Kühlung bzw. (Wieder-)Verflüssigung werden in diesem Zusammenhang jedoch nicht gemacht.

Für den Transport wird CO₂ im Allgemeinen zunächst auf 8 bis 12 MPa (Transport an Land) und bis zu 20 MPa (Offshore-Transport) verdichtet (und damit verflüssigt). Innerhalb der ausgewerteten Studien sind die Aufwendungen für die **Verdichtung** nur in ECOFYS 2004 getrennt ausgewiesen worden. Eine weitere Darstellung findet sich in Gerling 2004.

Als Beispiel wurden dort die Kosten für folgende Anlage berechnet:

- Leistung: 50 kg/s
- Volllaststunden: 7 500 Stunden pro Jahr
- Annuität: 13 Prozent (Diskontierungsrate 10 Prozent bei einer Laufzeit von 15 Jahren)
- Strompreis: 0,04 EUR/kWh_{el}

Abbildung 6-2 zeigt, dass alleine die Stromkosten mehr als die Hälfte der Verdichtungskosten verursachen, gefolgt von den Kosten für Abschreibung und Betrieb.

Abbildung 6-3, die die Kostenkurven in Abhängigkeit vom Durchsatz in (kg/s) und der Auslastung (100 Prozent = 8 760 Stunden) darstellt, zeigt, dass die Kosten der Verdichtung in starkem Maß vom Durchfluss abhängen. Kostenseitig besteht damit ein hoher Anreiz, die Verdichtung von CO₂ zentral durchzuführen, was bei der Abtrennung am Kraftwerk quasi automatisch gegeben ist.

In Gerling 2004 werden Angaben aus dem GESTCO-Summary Report 2003 zitiert, nach denen die Kosten für die Verdichtung zwischen 3,5 und 26,1 EUR/t CO₂ abgeschiedenes CO₂ liegen (bei einem Mittelwert von 8,4 EUR/t CO₂).

Die Kosten der Verdichtung belaufen sich nach ECOFYS damit auf 6 bis 10 EUR/t abgeschiedenes CO₂, geht man von einem Kompressor mit einem Durchsatz größer 100 kg/s aus. Diese Zahlen liegen auch im Rahmen der Darstellung des GESTCO-Projektes. Durch den Stromverbrauch für die Kompression sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses um weitere 2 bis 2,7 Prozentpunkte bei Gas- und 3 bis 4 Prozentpunkte bei Kohlekraftwerken (Göttlicher 2003a).

3 Angenommener CO₂-Emissionsfaktor: 0,65 kg/kWh (Strom Kraftwerksmix).

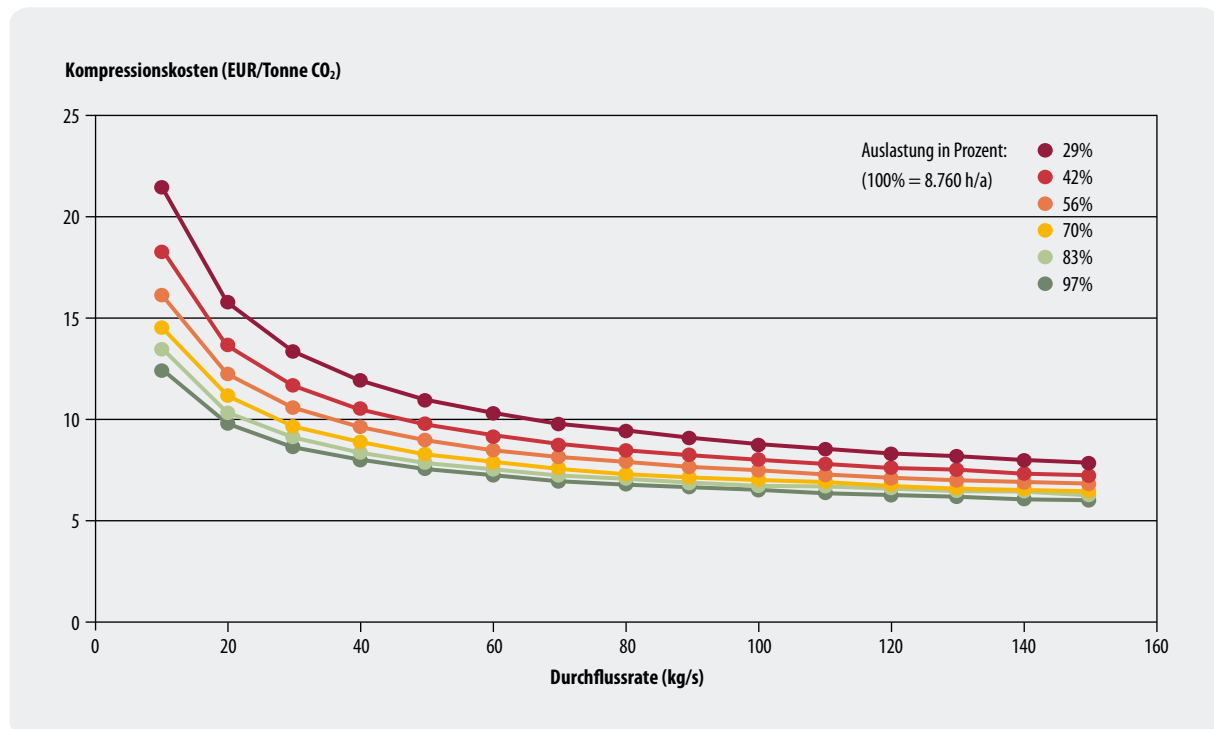


Abbildung 6-3: Kompressionskosten als Funktion der Kompressorleistung und -Auslastung (ECOFYS 2004)

6.2 Transportoptionen

Für die Auswahl eines geeigneten CO₂-Transportmittels sind im Wesentlichen folgende drei Parameter ausschlaggebend:

- Transportkapazität
- Entfernung (von der Quelle zur Senke)
- Speicherstandort (onshore/offshore)

Das wichtigste Transportmittel für die Bewältigung größerer Mengen von Gasen im Allgemeinen und CO₂ im Speziellen ist die Pipeline. Von den nicht leitungsgebundenen Transportoptionen kommt nur das Schiff sinnvollerweise zum Einsatz. Andere CO₂-Transportoptionen (per Tanklastwagen oder in Druckzylindern bzw. als Trockeneis im Stückguttransport) sind nur im kleinen Maßstab (z.B. für Brauereien, Lebensmittelindustrie einige 100 000 t/a) bzw. für die Einführungsphase einer CCS-Infrastruktur relevant. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Transportoptionen näher erläutert und in einem gesonderten Kapitel ihre jeweiligen Kosten abgeschätzt.

6.2.1 Pipelinetransport

Onshore

Onshore sind Pipelines die einzig sinnvolle Alternative in größerem Maßstab. Binnenschiffe, Eisenbahn oder Lkw sind lediglich für eine Übergangszeit (Bauzeit einer CO₂-Pipelineinfrastruktur) als Alternative vorstellbar.

Offshore

Offshore-Pipelines eignen sich gut zur kostengünstigen Bewältigung großer Kapazitätsströme, zuvor ist jedoch ein zeitaufwändiger und teurer Infrastrukturaufbau erforderlich. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entladeinfrastruktur.

Sowohl im Onshore- (i.d.R. ab 1 m Tiefe verlegt) als auch im Offshore-Bereich (bis 2 200 m Meerestiefe) liegen umfangreiche Erfahrungen im Gaspipelinebau bzw. -betrieb vor.

Beim Onshore-Pipeline-Transport über größere Entfernungen sowie in hügeligem Terrain sind ggf. Zwischenverdichter erforderlich. Bei ausreichend großem Vordruck und/oder niedriger Transportgeschwindigkeit (durch größere Dimensionierung des Pipelinedurchmessers) und infolge dadurch niedrigerer Druckverluste, kann bei der Auslegung evtl. auf (teure) Zwischenverdichter verzichtet werden⁴. Übliche Transportgeschwindigkeiten liegen bei ca. 1 bis 5 m/s, übliche Betriebsparameter bei hundert bis mehrere hundert bar Druck und max. Temperaturen von 50 °C.

Die Pipelineauslegung ist somit ein Optimierungsproblem zwischen den wichtigsten Parametern Durchmesser, Wandstärke und Druckverlust. Ferner spielt bei

⁴ Beispielsweise kommt die 328 km lange Weyburn-Pipeline in den USA ohne Zwischenverdichtung aus.

der Materialauswahl und beim Korrosionsschutz die Qualität (Reinheit) des zu transportierenden CO₂ eine wichtige Rolle. Beispielsweise ist für trockenes CO₂ mit einem H₂O-Anteil unterhalb 50 ppm einfacher Kohlenstoffstahl ausreichend⁵.

Im Folgenden sind die wichtigsten Parameter aufgelistet, die für die Auslegung einer Pipeline relevant sind:

Designparameter

- Druck, Temperatur
- Durchmesser, Länge, Wandstärke
- Begleitstoffe/Reinheit CO₂ → Anforderungen an Korrosionsschutz
- Anzahl Verdichter- und Messstationen
- Gelände & Infrastruktur: Topographie, Bodenschaffenheit, Besiedlung, Hindernisse (Gewässer, Straßen, Pipelines ...), Naturschutzgebiete
- Bewuchs, geothermische Aktivität
- offshore: Restriktionen durch Fischereiaktivitäten (Netze), Meeresströmungen, Schiffsverkehr (Anker!)

Sicherheitsaspekte bei CO₂-Pipelines

Da CO₂ nicht brennbar ist, besteht – anders als beispielsweise bei dem bereits in großen Mengen via Pipeline transportiertem Erdgas – keine Explosionsgefahr. Dennoch müssen gewisse Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, da das farblose und geruchlose CO₂ in höheren Konzentrationen (> 40 000 ppm) als Atemgift wirkt⁶. Darüber hinaus ist CO₂ schwerer als Luft, so dass eine konzentrierte Ansammlung in Bodensenken erfolgt. Gegebenenfalls muss auch die Wirkung unerwünschter Begleitstoffe berücksichtigt werden: Der toxische Grenzwert z.B. für H₂S liegt laut NIOSH⁷ bei 100 ppm.

EOR-Statistiken zeigen ein geringeres Leckagerisiko als bei Erdgas- oder Gefahrgut-Leitungen, dennoch ist soweit möglich eine Trassenauswahl entfernt von dichtbesiedelten Gebieten aus Sicherheitsgründen geboten. In besiedelten Gebieten sind eine Leckage- und eine Überdruck-Sicherung erforderlich. Letztere ist erforderlich, da bei unkontrollierter Temperaturüberschreitung ein Phasenübergang des CO₂-Gases von flüssig/überkritisch nach gasförmig stattfinden kann, was einen sehr starken und plötzlichen Druckanstieg verursacht.

Die Überwachung von Pipelines kann sowohl von außen als auch von innen vorgenommen werden: Extern werden Leitungen per Fahrzeug/zu Fuß und aus der Luft

(onshore) bzw. per Spezialschiff und Tauchroboter (offshore) in Augenschein genommen. Über fest installierte Überwachungseinrichtungen sowie über sog. „Molche“ (kolbenähnliche, mit Druck durch die Pipeline geschossene, selbsttätige Reinigungs- und Inspektionseinrichtungen) besteht die Möglichkeit der internen Kontrolle.

Beschädigungen von Offshore-Pipelines sind insbesondere durch Schiffsanker und Fischernetze möglich. Die potenziellen ökologischen Auswirkungen einer marinen Pipelineleckage sind noch nicht untersucht worden.

Prinzipiell besteht ein Risiko militärischer und/oder terroristischer Angriffe auf Pipelineinfrastrukturen. Dieses Gefahrenpotenzial wird immerhin als so relevant eingeschätzt, dass dieser Aspekt bereits Thema verschiedener Konferenzen war bzw. ist.

Risikostudien für Onshore-Erdgas-Pipelines ergaben eine statistische Unfallhäufigkeit von weniger als 0,02 Unfällen pro 100 Kilometer und Jahr für Westeuropa in 2002. Größere Pipelines (> 500 mm) weisen ein geringeres Risiko auf (< 0,005/(100 km×a)). Eine Auswertung von Unfällen in den USA im Zeitraum von 1986 bis 2002 liefert einen statistischen Wert von 0,011 Unfällen/(100 km×a) [Guijit 2004]. Beim Vergleich der Zahlen ist zu beachten, dass die Definition bzw. der Schwellenwert von „Unfällen“ in verschiedenen Studien nicht unbedingt identisch ist! Im Bereich der in den USA bereits existierenden Onshore-CO₂-Pipelines berichtet [Gale 2002] von 10 Unfällen zwischen 1990 und 2002, entsprechend einer Unfallrate von 0,032 Unfällen/(100 km×a)⁸. Dabei wurden Schäden in der Höhe von 470.000 US\$ erfasst. Tote oder Verletzte waren nicht zu beklagen. Da CO₂-Leitungen bisher überwiegend in dünnbesiedelten Gebieten verlegt wurden, ist bei einem zukünftigen Infrastrukturaufbau auch in dichtbesiedelten Gebieten zu erwarten, dass das Unfallrisiko steigen wird.

Erfahrungen mit CO₂-Pipelinetransport

Grundsätzlich liegen Erfahrungen mit dem Pipelinetransport großer Mengen von Gas, Öl, Kondensat und Wasser über Distanzen von bis zu über 1 000 km sowohl offshore als auch onshore vor. Die Leitungen durchqueren dabei Wüsten, Berge, dicht besiedelte Gebiete, die Arktis und Ozeane (letzte bis 1 400 mm Durchmesser und bis 2 200 m Tiefe).

Weltweit existieren sieben größere CO₂-Onshore-Hochdruckpipelines in drei Ländern (5 x USA, meist im Permian-Becken, 1 x USA/Kanada, 1 x Türkei) mit einer Gesamttransportkapazität von rund 50 Mt/a und einer Gesamtlänge von ca. 2.600 km. Die älteste Anlage ist die Canyon Reef Carriers Pipeline, welche bereits seit 1972 vom US-amerikanischen Unternehmen Kinder Morgan betrieben wird. Sie liefert jährlich 5,2 Mt CO₂ aus einer Vergasungsanlage über eine Entfernung von 225 km.

5 Beispiel für eine Spezifikation: CO₂ > 95 Prozent_{Mol}, kein freies H₂O, H₂O_{Dampf} < 50 ppm, H₂S < 1 500 ppm.

6 Aus diesem Grunde gibt es Überlegungen, ähnlich wie beim Erdgasverteilnetz eine Odorierung des CO₂-Gases vorzunehmen, um es riechbar zu machen.

7 NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health.

8 Umgerechnet auf eine 500 km lange Pipeline entspricht dies einer Unfallhäufigkeit von einem Unfall ca. alle sechs Jahre.

Die mit 19,3 Mt Jahreskapazität und 808 km Länge größte Anlage steht ebenfalls in den USA und befördert seit 1984 CO₂ aus einer natürlichen Quelle am McElmo Dome. Ölproduzenten, die Kohlendioxid zur Produktionssteigerung einsetzen (EOR), zahlen für an der Senke angeliefertes CO₂ ca. 9...18 US\$/t. Alle Hauptleitungen sind mit einfachem Kohlenstoff-Stahl ausgeführt.

Für den CO₂-Offshore-Pipelinebetrieb liegen noch keine Erfahrungen vor, er wird jedoch grundsätzlich für machbar gehalten (s.a. Infrastruktur-Projekt CENS⁹). Der zu betreibende Aufwand ist etwa proportional zum Produkt aus Wassertiefe und Pipelinedurchmesser.

6.2.2 Transport per Schiff

Der Gastransport per Schiff ist flexibler und schneller verfügbar als der leitungsgebundene Transport, hat jedoch den Nachteil, dass Zwischenspeicher sowie Lade- und Entladestationen erforderlich sind. Ferner besteht eine grundsätzliche Nutzungskonkurrenz zu sonstigem Schiffsverkehr. Mit der zusätzlichen Verkehrsbelastung können unerwünschte Nebenwirkungen (z.B. erhöhte Gefahr von Schiffskollisionen, Schadstoffemissionen durch Verbrennung von Schweröl) verbunden sein.

Wie oben beschrieben, ist aus logistischen und energetischen Gründen nur der CO₂-Transport in flüssiger Phase relevant. Für diese Transportform werden drei Typen von Tankstrukturen unterschieden:

1. **Druck-Tank**
Hochdruckkomprimiertes CO₂ bei Umgebungstemperatur (für kleine Anwendungen)
2. **Tieftemperatur-Tank**
Tiefgekühltes CO₂ bei Atmosphärendruck (für Massentransport z.B. von LPG und LNG)
3. **Hybrid-Tank**
Druck oberhalb Normaldruck und Temperatur unterhalb Umgebungstemperatur (z.B. angepasst an unterschiedliche Lade- und Entladebedingungen)

Der Misch-Typ wird als die ökonomischste Variante für einen zukünftigen CO₂-Transport in großem Maßstab angesehen. Die Auslegung bei rund -50 °C und 6 bis 8 bar liegt nahe an dem Tripelpunkt von CO₂ (vgl. Abbildung A-1 im Anhang). Eine Designstudie wurde für eine Kapazität von ca. 20 000 m³ (≈ 22 000 t CO₂) erstellt.

Im Tank durch äußere Wärmezufuhr entstehender Kohlendioxid-Dampf führt zur Druckerhöhung und muss entweder kontrolliert in die Atmosphäre abgelassen werden (ungiftig und ungefährlich, verschlechtert

allerdings die CO₂-Bilanz) oder – wie bei LPG-Tankern – durch Nachkühlung wieder verflüssigt werden. Letzteres ist energieaufwendig und daher ebenfalls mit CO₂-Ausstoß verbunden. Für die reine Bauzeit von Tankern sind ca. 1 bis 2 Jahre anzusetzen.

Sicherheitsaspekte bei CO₂-Tankern

Eine Risikobilanzierung bei Flüssiggastankern durch den Lloyds Maritime Information Service in den Jahren zwischen 1978 und 2000 ergab folgendes Ergebnis:

LPG (Anzahl Tanker im Jahr 2000: 982):
20 schwere Unfälle → 0,00091 Unfälle/(Schiff×a)
LNG (Anzahl Tanker im Jahr 2000: 121):
1 schwerer Unfall → 0,00037 Unfälle/(Schiff×a)

Die meisten Unfälle sind systembedingt oder passieren aufgrund menschlichen Versagens einzelner Personen, die Einhaltung von Sicherheitsvorschriften wird häufig missachtet. Arten von Unfällen können sein: Kollision, auf Grund laufen, Untergang und Feuer. Eine Risikominimierung kann nur durch hohe Sicherheitsstandards bei Technik und Routenplanung (incl. Überwachung derselben) sowie durch ausreichende Personalschulung gewährleistet werden.

Das Ausbreitungsverhalten von aus einem Schiffstank austretendem CO₂ auf der Meeresoberfläche wurde bisher noch nicht untersucht. Mögliche Konsequenzen sind lokale ökologische Auswirkungen auf Meeresorganismen sowie – bei hohen Konzentrationen und ungünstiger Wetterlage – Gefahr für die Schiffsbesatzung und Maschinenausfall durch Sauerstoffmangel.

Allgemein müssen insbesondere beim transnationalen und marinen Transport von CO₂ verschiedene internationale Konventionen berücksichtigt werden:

- UN Law of the Sea Convention
- London Convention
- ESPOO Convention (Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context)
- OSPAR (marines Regelwerk für Nordostatlantik)
- Basel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and their Disposal

Zusätzlich gibt es nationale und ggf. regionale Vorschriften zu beachten (s. [IEA 2003a]). Die juristische Anwendbarkeit der verschiedenen Regelwerke ist noch nicht abschließend geklärt, u.a. auch nicht die Frage, ob CO₂ als Abfallstoff einzustufen ist.

Erfahrungen mit CO₂-Schiffstransport

Bisher liegen kaum Erfahrungen mit CO₂-Transporten per Schiff vor: Weltweit waren 2004 nur vier kleine Tanker (als Misch-Typ) in Betrieb, die CO₂ in Lebensmittelpunktqualität von CO₂-Punktquellen in Nordeuropa

9 CENS: CO₂ for EOR in the North Sea; ein Gemeinschaftsprojekt des dänischen Kohlekraftwerksbetreiber Elsam und der US-amerikanischen CO₂-Fa. Kinder Morgan unter Koordination der norwegischen Fa. CO₂-Norway.

(z.B. Ammoniumproduktion) zu den Verbrauchermärkten schaffen. Allerdings wurden mit LPG (Liquefied Petroleum Gas, Hauptbestandteile Propan und Butan) und LNG (Liquefied Natural Gas, z.B. Tanker bis zu 145 000 m³ Kapazität) bereits umfangreiche Erfahrungen gemacht. Insbesondere LPG weist ähnliche Stoffeigenschaften wie verflüssigtes CO₂ auf, so dass auch vergleichbare Transportbedingungen herrschen.

In Norwegen und Japan sind Designstudien zu größeren Schiffen incl. der notwendigen Peripherie (Verflüssigungsanlage, Zwischenspeicher) in Arbeit.

6.2.3 Transport per Bahn und Lkw

Wie bereits eingangs erwähnt, können sowohl Bahn- und insbesondere Lkw-Transporte sowohl aus Kosten- als auch aus Kapazitäts- und Umweltschutzgründen keinen nennenswerten Beitrag bei der Bewältigung sehr großer CO₂-Mengen leisten. Lediglich für Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie ggf. um Zeiten des Pipelineinfrastrukturaufbaus zu überbrücken, könnte ein begrenzter Einsatz dieser beiden Verkehrsträger relevant sein.

Technisch wird ein solcher CO₂-Transport in einem gekühlten Drucktank bei ca. 20 bar und –20 °C realisiert (IPCC 2005). Andere Quellen geben einen Einsatzbereich bei einem Druck von 12–17 bar und einer Temperatur von –50 bis –70 °C an (Air Liquide 2005). Bei einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t hat ein Sattelaufleger ca. 20 t CO₂-Transportkapazität, während ein Ganzzug mit 1 300 bis 3 000 t CO₂ erheblich größere Mengen aufnehmen kann.

6.3 Transportkosten

Die Transportkosten schlüsseln sich auf in Investitionskosten, Betriebskosten sowie Reparatur- und Wartungskosten (inkl. Ausgaben für Sicherheit, Gesundheit und Umweltschutz).

Im Folgenden werden Kostenabschätzungen in Abhängigkeit von Transportentfernung, Transportmittel (Pipeline oder Schiff) sowie Transportkapazität wiedergegeben. Die Daten stammen vorrangig aus vier Quellen bzw. wurden dort zusammengetragen: (VGB 2004), (ECOFYS 2004), (GESTCO 2004) und (IPCC 2005).

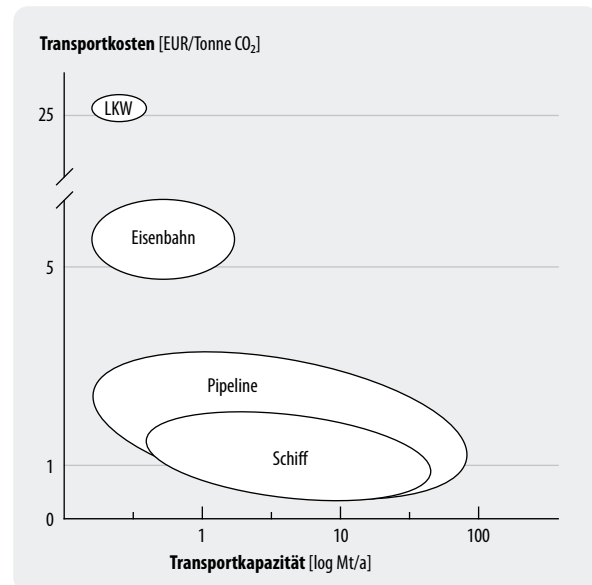


Abbildung 6-4: Kosten- und Kapazitätsbereiche für verschiedene CO₂-Transportalternativen (250 km Entfernung)
Quelle: [Odenberger and Svensson 2003] in [VGB 2004]

1. Quelle: VGB 2004

Mit mehr als 25 EUR/t_{250 km} für den Transport auf der **Straße** bzw. über 5 EUR/t_{250 km} für den Transport auf der **Schiene** sind diese beiden Optionen wie bereits geschildert als sehr teuer bzw. teuer einzustufen und daher nur für geringe Transportkapazitäten bzw. für eine mögliche CCS-Einführungsphase geeignet.

Pipelines (1...3 EUR/t_{250 km}) und **Schiffe** (ca. 1 EUR/t_{250 km}) sind deutlich preiswerter und für hohe bis sehr hohe Kapazitäten geeignet. Allerdings ist zunächst – insbesondere bei den Pipelines – ein sehr kostenintensiver Infrastrukturaufbau erforderlich. Hügeliges Terrain erfordert beim Pipelinebau ca. 50 Prozent Mehrkosten, für die Durchquerung dicht besiedelter Gegenden und Naturschutzgebiete ist ein Aufschlag von ca. 100 Prozent und für die Offshore-Verlegung ein Aufschlag von ca. 40 bis 70 Prozent zu kalkulieren.

In den oben gelisteten Angaben für die nicht-leitungsgebundenen Transportoptionen auf der Straße, per Eisenbahn oder zu Wasser (vgl. Abbildung 6-4) sind die Kosten für die notwendige **Zwischenspeicherung** noch nicht enthalten. Als Speicher kommen hauptsächlich zwei Technologien in Frage:

Tabelle 6-1: Kosten für Zwischenspeicher (Stahltank und Untergrundspeicher)

	Volumen (m ³)	Investitionskosten (EUR)	Jährliche Kosten (EUR/a)	Durchsatz (t/a)	Spezifische Kosten (EUR/t CO ₂)
Stahlbehälter	3 000	6 500 000	460 000	1 000 000	0,46
Untergrundspeicher	120 000	17 000 000	1 200 000	20 000 000	0,06

Quelle: (Odenberger und Svensson 2003) in (VGB 2004)

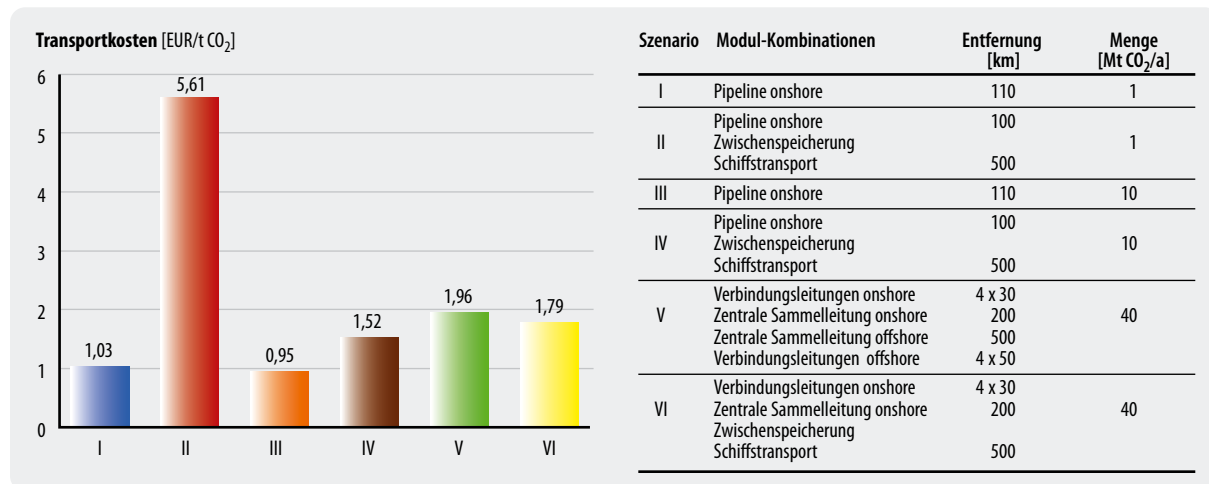


Abbildung 6-5: Akkumulierte Kosten für verschiedene Transportszenarien I bis VI (Quelle: [Odenberger and Svensson 2003] in [VGB 2004]) Kostenangaben inkl. Transport, Wiederbeladung und Zwischenspeicherung, aber ohne Aufwendungen für die notwendige Gaskonditionierung (Druck & Temperatur), um CO₂-transport- bzw. speicherfähig zu machen)

1. *Untergrundspeicher*
geeignet für große Mengen; preiswert; für LPG, jedoch noch nicht für CO₂ praktiziert
2. *Stahlspeicher*
geeignet für kleine Mengen, teuer, Stand der Technik

Die zu veranschlagenden Kosten für die Zwischenspeicher sind in Tabelle 6-1 wiedergegeben.

In Abbildung 6-5 sind sechs verschiedene **Transportszenarien** aufgeführt, die sich hinsichtlich ihrer Mengenkapazität (1 Mt/a, 10 Mt/a, 40 Mt/a) Transportentfernung (Teilstrecken von 30 km bis 500 km), Transportmedium (Pipeline/Schiff sowie die Kombination daraus) und Pipelineart (Sammel-/Hauptleitung, onshore/offshore) unterscheiden. Entsprechend groß fällt die Kostenbreite aus, die von 0,95 EUR/t (Szenario 3 für 110 km und 10 Mt/a) bis 5,61 EUR/t (Szenario 2 für 600 km und 1 Mt/a) reicht.

Die in den Szenarien gewählten Kapazitätswerten resultieren aus typischen Kraftwerksgrößen. Für eine CCS-Einführungsphase wäre z.B. für eine 200 MW_{el}-Pilotanlage mit einem jährlichen CO₂-Ausstoß von 1 Mt Transportkosten von ca. 1 EUR/t (Einspeicherung onshore nahe dem Kraftwerksstandort) bis zu 6 EUR/t (Offshore-Speicher) zu veranschlagen. Bei einer vollständig entwickelten CCS-Infrastruktur (mehrere 1 000 MW_{el}-Anlagen mit 40...300 Mt/a) wird erwartet, dass sich die Transportkosten auf ca. 2 EUR/t (offshore) reduzieren.

Für die Kostenberechnungen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Abschreibungszeitraum 25 Jahre
- Zinsrate 5 Prozent
- Kosten für CO₂-Verflüssigung NICHT in Kalkulation enthalten!
- Kosten für CO₂-Verdichtung in den Verdichterstationen entlang der Pipeline enthalten

Szenario	Modul-Kombinationen	Entfernung [km]	Menge [Mt CO ₂ /a]
I	Pipeline onshore	110	1
II	Pipeline onshore Zwischenspeicherung Schifftransport	100 500	1
III	Pipeline onshore	110	10
IV	Pipeline onshore Zwischenspeicherung Schifftransport	100 500	10
V	Verbindungsleitungen onshore Zentrale Sammelleitung onshore Zentrale Sammelleitung offshore Verbindungsleitungen offshore	4 x 30 200 500 4 x 50	40
VI	Verbindungsleitungen onshore Zentrale Sammelleitung onshore Zwischenspeicherung Schifftransport	4 x 30 200 500	40

- Auswahl der Kraftwerksstandorte so, dass die CO₂-Transportentfernungen minimiert werden
- reife Technologien

2. Quelle: ECOFYS 2004

In (ECOFYS 2004) wurden fünf so genannte „Kostenfenster“ definiert, um eine Abschätzung der Transportkosten für unterschiedliche Szenarien (und damit Entfernungen) vornehmen zu können. Danach ergeben sich, abhängig von der Entfernung, die in Tabelle 6-2 dargestellten Kosten von 1–30 EUR/t.

Tabelle 6-2: Transportkosten verschiedener „Kostenfenster“, nach (ECOFYS 2004)

Entfernung Quelle-Speicherort	Durchschnittliche Entfernung (km)	Durchschnittliche Kosten (EUR/t CO ₂)
Kurz	< 50	1
Mittel	50–200	3
Lang	200–500	5
Sehr lang	500–2 000	10
Äußerst lang	> 2 000	30

Ausgehend von diesen Kostenfenstern wurden in (ECOFYS 2004) die Transportkosten für verschiedene Regionen abgeschätzt, jeweils unterschieden nach Speicherung in Aquiferen, Öl- und Gasfeldern an Land und offshore sowie in Kohleflözen.

Für die Region „Westeuropa“ wurden Kosten von 3 EUR/t CO₂ (Aquifere, Öl- und Gasfelder offshore, Kohleflöze) bis 5 EUR/t CO₂ (Öl- und Gasfelder an Land) angegeben. In der Studie wird jedoch betont, dass dies nur eine sehr grobe Abschätzung darstellt.

Tabelle 6-3: Kosten für CO₂-Trennung, -Transport und -Speicherung in EUR pro Tonne (GESTCO 2004)

	Land	Belgien	Dänemark		Deutschland			Griechenland	
	Projekt	Langerloo	Havnsø	Tyra	Greifsw. B. I	Greifsw. B. II	Afeld-Elze	N. Karvali	Komotini
	Anlagen-Typ	Gas-GuD	Kohle-DT	Kohle-DT	Gas-DT	Gas-DT	Zucker	NH ₃ -Prod.	Gas-GuD
	Trenn-Verfahren	Post	Post	Post	Pre	Post	Post	CO ₂ -Quelle	Post
Kosten (EUR/t)	Speicher-Verfahren	Kohlemine	Aquifer	Öl-/Gasfeld	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer
	Trennung	82,1	21,5	25,3	33,2	26,6	75,5	0,6	76,3
	Kompression	12,8	7,4	7,4	4,4	6,1	15,9	7,2	13,5
	Transport	3,5	1,4	14,8	1,1	1,1	1,1	3,4	13,0
	Speicherung	4,0	1,3	4,1	0,6	0,6	8,3	2,6	2,5
	Summe	102,4	31,6	51,6	39,3	34,4	100,8	13,8	105,3

	Land	Großbritannien		Niederlande				Norwegen		
	Projekt	King's Lynn	Eggborough	Rijnmond I	Rijnmond II	Eemshaven I	Eemshaven II	Mongstad I	Mongstad II	Skogn
	Anlagen-Typ	Kohle-DT	Gas-GuD	H ₂ -Prod.	NH ₃ -Prod.	Gas-GuD	Gas-GuD	Öl-Raff.	Öl-Raff.	Gas-GuD
	Trenn-Verfahren	Post	Post	CO ₂ -Quelle	CO ₂ -Quelle	Pre	Post	Post	Post	Pre
Kosten (EUR/t)	Speicher-Verfahren	Aquifer	Aquifer	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Aquifer	Aquifer	Aquifer
	Trennung	38,4	35,1	0,7	0,6	32,5	32,2	27,5	27,5	38,7
	Kompression	8,5	9,1	7,8	7,2	4,6	8,0	7,4	7,4	5,0
	Transport	6,5	4,4	9,7	11,6	1,7	3,0	6,7	2,6	7,4
	Speicherung	13,2	2,6	12,2	33,8	1,1	1,5	8,3	8,0	7,2
	Summe	66,6	51,2	30,4	53,2	39,9	44,7	49,9	45,5	58,3

Die Zahlen scheinen zudem sehr optimistisch abgeschätzt worden zu sein, denn an anderer Stelle werden in der gleichen Studie Kosten von 1 bis 6 EUR/t CO₂ für eine Entfernung von 100 km angegeben, abhängig von der Kapazität und Durchflussgeschwindigkeit (ECOFYS 2004).

3. Quelle: GESTCO 2004

In dem GESTCO-Projekt (GESTCO 2004) wurden 17 Fallstudien aus sieben europäischen Ländern untersucht. Insbesondere wurden Kostenabschätzungen für die einzelnen Prozessketten CO₂-Abtrennung, -Kompression, -Transport und -Speicherung vorgenommen. Dabei wurden 6 verschiedene Anlagentypen (Erdgas-

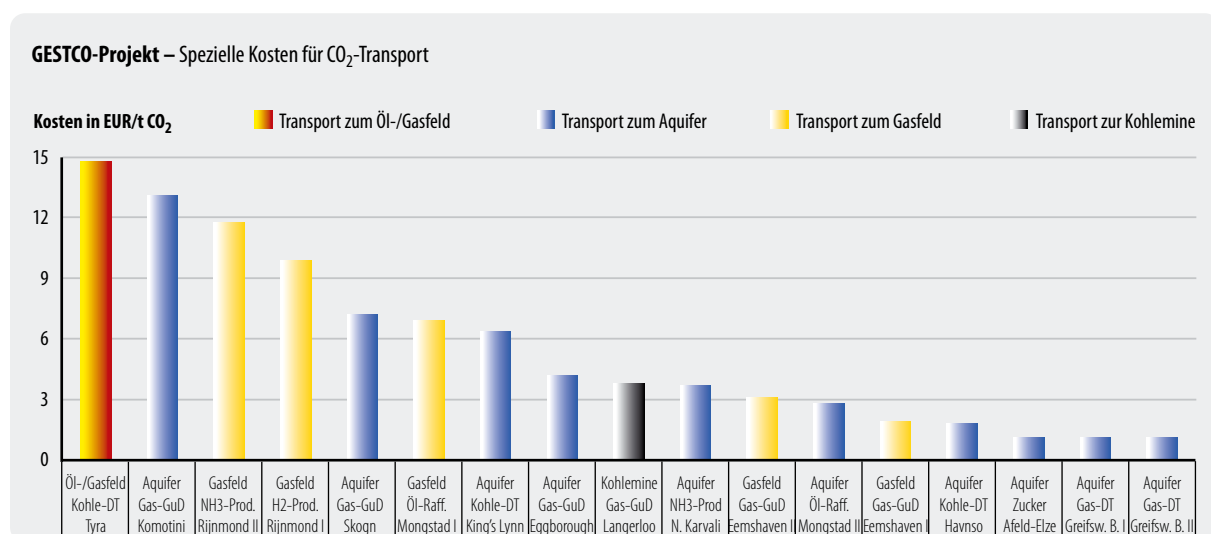


Abbildung 6-6: Abschätzung der Transportkosten von 17 europäischen Fallstudien innerhalb des GESTCO-Projektes

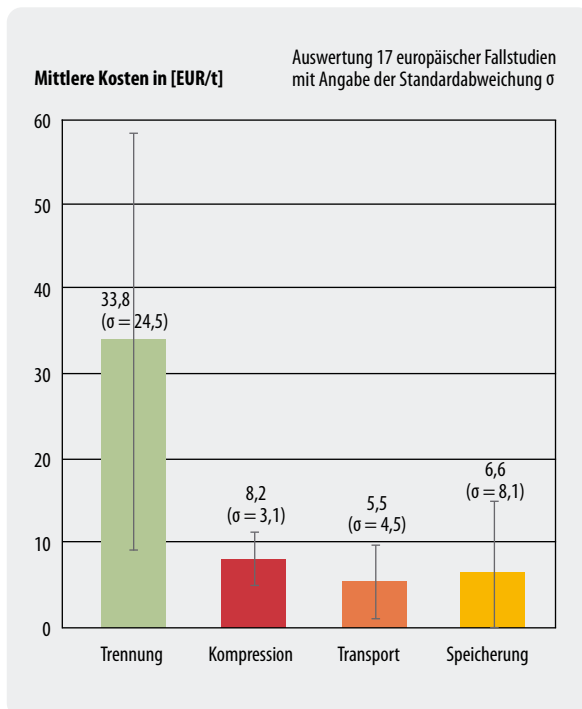


Abbildung 6-7: Mittlere Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung von CO₂ (GESTCO-Projekt)

GuD, Steinkohle-DT, H₂-Produktion, Erdgas-DT, Öl-Raffinerie, NH₃-Produktion) für 4 verschiedene Produkte (Strom (330...3.134 MW_{el}), Öl (9.285 kt/a), NH₃ (15,2...138 kt/a), H₂ (17,6 kt/a)) mit 3 verschiedenen Abscheideverfahren (Post Combustion, Pre Combustion, reine CO₂-Quellen) und 3 verschiedene Speicheroptionen (Aquifer, Öl-/Gasfelder, Kohleminen) analysiert (siehe Tabelle 6-3).



Abbildung 6-8: Verteilung der CCS-Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung von CO₂ (GESTCO-Projekt)

In Abbildung 6-6 sind als Ergebnis die Transportkosten grafisch dargestellt. Wie zu erkennen ist, ist die Spannbreite der Transportkosten sehr groß. Sie reicht von 1,10 EUR/t im günstigsten Fall und 14,80 EUR/t im ungünstigsten Fall.

Abbildung 6-7 zeigt die mittleren Kosten und ihre Streubreite (Standardabweichung σ) für die einzelnen Prozesskettenglieder. Der mittlere Transportkostenwert liegt bei 5,50 EUR/t mit einer großen Standardabweichung von 4,50 EUR/t (absolut) bzw. 81 Prozent (relativ).

Abbildung 6-8 schlüsselt nochmals die Gesamtkosten der CCS-Kette in ihre vier Bereiche Abtrennung, Kompression, Transport und Speicherung auf. In den im Rahmen des GESTCO-Projektes untersuchten Fallstudien entfällt demnach auf die Transportkosten mit 10 Prozent von den mittleren Gesamtkosten von rund 54,00 EUR/t der geringste Anteil.

4. Quelle: IPCC 2005/Hendriks et al. 2003/Bock 2003/IEA 2002¹⁰

Die spezifischen Investitionskosten für **Pipelines** liegen für kleine Leitungsdurchmesser (20 mm) näherungsweise bei ca. 0,2 Mio. US\$/km (onshore) bzw. ca. 0,3 Mio. US\$/km (offshore) und für größere Durchmesser (1,00 m) bei ca. 0,8 Mio. US\$/km (onshore) bzw. ca. 1,2 Mio. US\$/km (offshore) [IEA 2002, Hendriks et al. 2003, Bock 2003]. Die Transportkosten für eine 250 km lange Strecke werden für kleine Leitungsdurchmesser mit ca. 5 US\$/t (onshore) bzw. > 8 US\$/t (offshore) und für große Durchmesser mit ca. 1,2 US\$/t (onshore) bzw. 1,8 US\$/t (offshore) abgeschätzt. Der IPCC-Bericht nennt für diese Distanz typische Pipeline-transportkosten von 1 - 8 US\$/t. Abbildung 6-9 zeigt die starke Abhängigkeit der Transportkosten von der Durchflussrate.

Für die EOR-Weyburn-Pipeline (330 km Entfernung; 300 bis 350 mm Durchmesser; 1,8 Mt/a Durchsatz; 152 bar Druck) wurden beispielsweise 110 Mio. US\$ total bzw. 330 000 US\$/km an Investitionskosten aufgewendet.

Für den **Schifftransport** sind neben dem eigentlichen Tanker zusätzliche Kosten für Lade- und Entlade-, Zwischenspeicher- und Verflüssigungseinrichtungen zu kalkulieren.

Schifftransport ist nur bei großen Entfernungen wirtschaftlich. Die Break-Even-Entfernung, ab der CO₂-Tanker gegenüber Offshore-Pipelines im Vorteil sind, liegen (bei einer angenommenen Jahresmenge von 6 Mt) im Bereich von ca. 500 bis 2 000 km. Weitere Einflussfaktoren, die für oder gegen Offshore-Pipelines sprechen können, sind Wassertiefe, Stabilität des Seegrundes, vorhandene Trassen, Treibstoffkosten u.a.

¹⁰ In dem IPCC-Bericht wird im Transportkapitel auf weitere Quellen (insbesondere IEA, Hendriks et al., Bock) verwiesen, so dass alle vier genannten Quellen hier gemeinsam behandelt werden.

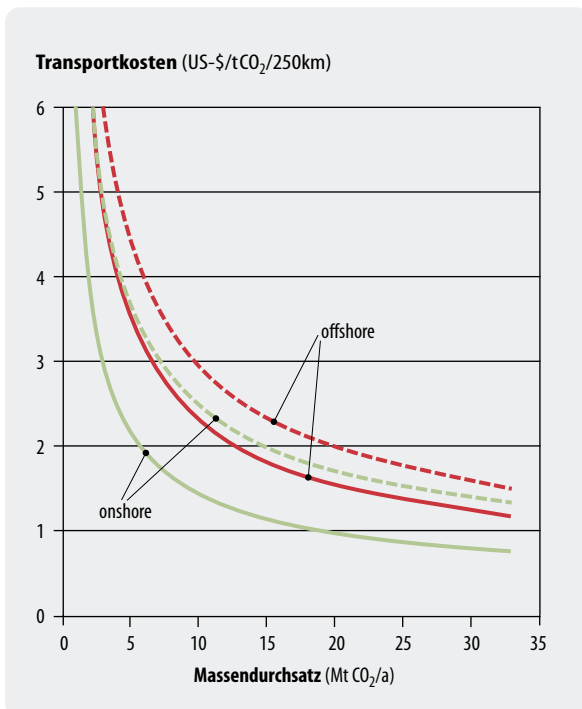


Abbildung 6-9: Bandbreite der CO₂-Transportkosten für eine 250 km lange Onshore- bzw. Offshore-Pipeline als Funktion der Kapazität (Quelle: IPCC 2005)

ten von den Gegebenheiten vor Ort bestimmt. Statoil schätzt in einer Studie für ein marines CO₂-Transportsystem mit einer Kapazität von 5,5 Mio. t/a Kosten zwischen 34 US\$/t (ohne Verflüssigung) und 55 US\$/t (mit Verflüssigung) ab (IPCC 2005).

Erfahrungen mit der gesamten marinen Transportkette für CO₂ liegen in der für CCS relevanten Größenordnung noch nicht vor. Es gibt jedoch Studien, die gewisse Aussagen zu der Thematik machen. Das norwegische Unternehmen Statoil schätzt, dass die Kosten für ein CO₂-Schiff ca. 30 bis 50 Prozent über denen eines ähnlich großen LPG-Schiffes (mit Hybridtank) liegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der höheren Dichte von CO₂ (im Transportzustand ca. 1 100 kg/m³ gegenüber nur rund 500 kg/m³ bei LPG bzw. LNG) mit einem Tanker gleicher Größe im Vergleich zu LPG größere Massenströme transportiert werden können.

Die Internationale Energie Agentur schätzt die Kosten für einen 10 kt-Tanker (30 kt / 50 kt) auf 34 Mio. US\$ (60 Mio. US\$ / 85 Mio. US\$) und die Kosten für eine Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 6,2 Mt/a¹¹ auf 80 Mio. US\$ bzw. 30 Mio. US\$ für den Fall, dass das Kohlendioxid bereits mit einem Vordruck von 100 bar angeliefert wird (IEA 2004). Statoil schätzt für ein Schiff mit 20 bis 30 kt Kapazität Kosten von 50 bis 70 Mio. US\$ und für eine Verflüssigungsanlage (1 Mt/a) 35 bis 50 Mio. US\$ ab [IPCC 2005].

Für eine Entfernung von 7 600 km gibt die IEA für einen 30 kt-Tanker spezifische Transportkosten von 35 US\$/t und für einen 50 kt-Tanker 30 US\$/t an. Bezüglich möglicher Skaleneffekte gibt es jedoch noch große Unsicherheiten. Ferner werden die tatsächlichen Kos-

¹¹ Zum Vergleich: Die gegenwärtig größte Verflüssigungsanlage hat eine Kapazität von 0,35 Mt/a.

Kapitel 7

CO₂-Speicherung

Neben den natürlichen Senken für Kohlendioxid sollen durch verschiedene technische Verfahren weitere CO₂-Speicherkapazitäten erschlossen werden.

7.1 Übersicht der Verfahren

Grundsätzlich kann CO₂ in unterschiedlicher Form der Atmosphäre entzogen werden. Im Folgenden werden die möglichen Verfahren kurz dargestellt und eine Bewertung der Speicheroptionen für Deutschland vorgenommen.

Marine Speicherung:

a. Isolierung des CO₂ (CO₂-See)

Durch Einbringen des CO₂ in eine Tiefe von über 3 000 m wird nach mathematischen Modellen davon ausgegangen, dass sich aufgrund des Wasserdrucks ein See aus flüssigem CO₂ auf dem Meeresboden mit einer Chlathrat-Oberfläche bildet, welche das Kohlendioxid von dem aufliegenden Meerwasser trennt und die Auflösung des CO₂ hemmt.

b. Dispersion von CO₂

Die Injektion von CO₂ in Meerestiefen unter 500 m führt zur Blasenbildung und Auflösung des Gases und wird (im Modell) unterhalb der ozeanischen Thermokline eingeschlossen. Bei der Verbringung des Kohlendioxids in größere Tiefen (zwischen 500 und 3 000 m) führt dies zur Bildung einer „Tröpfchen-Fahne“, wobei diese Tröpfchen von Hydraten umschlossen werden sollen, um die Auflösungsrate zu verlangsamen.

c. Einbringen von Trockeneis

CO₂ wird in „Festform“ als Trockeneis-Block vom Schiff aus in den Ozean verbracht und soll dort zum Meeresgrund sinken. Da diese Form der CO₂-Speicherung allerdings sehr energie- und kostenintensiv ist, wird sie in der aktuellen Diskussion nicht mehr weiter verfolgt.

d. Algen

Um eine vermehrte CO₂-Aufnahme des Gesamtsystems Ozean zu erreichen, wird mittels Eisendüngung eine Algenblüte induziert. Diese initiierte Algenblüte ist

vor allem in den mit Eisenverbindungen unterversorgten südlichen Ozeangebieten möglich. Bisherige diesbezügliche Untersuchungen/Maßnahmen erbrachten aber nicht den gewünschten Erfolg, da maximal 1 Prozent des gebundenen CO₂ zum Meeresboden absinkt (Smetacek 2004).

Geologische Speicherung:

a. Tiefe saline Aquifere

Die Speicherung in porösen und salzwasserführenden Gesteinen ist an tiefe Sedimentbecken gebunden, die weltweit verbreitet sind. Da diese Strukturen aber bisher nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet wurden, fehlen eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften wie das Porenvolumen (bestimmt Gas-sättigung), Bruch- und Deformationsvorgänge sowie deren Gesteinsschemismus (Dichtigkeit der überlagernden Schichten) und somit eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Gesteinsstrukturen (May et al. 2003).

b. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder

Ausgeförderte Ölfelder bieten in vielen Ländern (auch in Deutschland) nur geringe Kapazitäten im Gegensatz zu Gasfeldern, welche global betrachtet große Kapazitäten aufweisen. Bei Öl- und Gasfeldern, welche sich in der Endphase der Ausbeutung befinden, ist es möglich, durch das Einbringen von CO₂ die Ausbeute zu steigern (EOR/EGR = Enhanced Oil/Gas Recovery). Dies bringt ökonomische Vorteile und ermöglicht gleichzeitig eine Speicherung des CO₂ in diese geologische Struktur.

c. Tiefe (gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze

Die Speicherung von Kohlendioxid in tiefen, gegenwärtig wirtschaftlich und technisch nicht abbaubaren Kohleflözen in Kombination mit der gleichzeitigen Entnahme und Nutzung von Flözgas (ECBM = Enhanced Coal Bed Methane) befindet sich gegenwärtig in der Pilotphase. Dabei wird das an die Kohle gebundene Methan durch CO₂ ersetzt (Kohle kann ca. doppelt soviel CO₂ wie CH₄ adsorbieren) und ist somit nicht als freies „wanderfähiges“ Fluid vorhanden. Dies setzt allerdings eine entsprechende Permeabilität der Kohle voraus, welche von Kohleart zu Kohleart variiert und unter Lagerstättenbedingungen der tiefen Flöze noch untersucht wird.

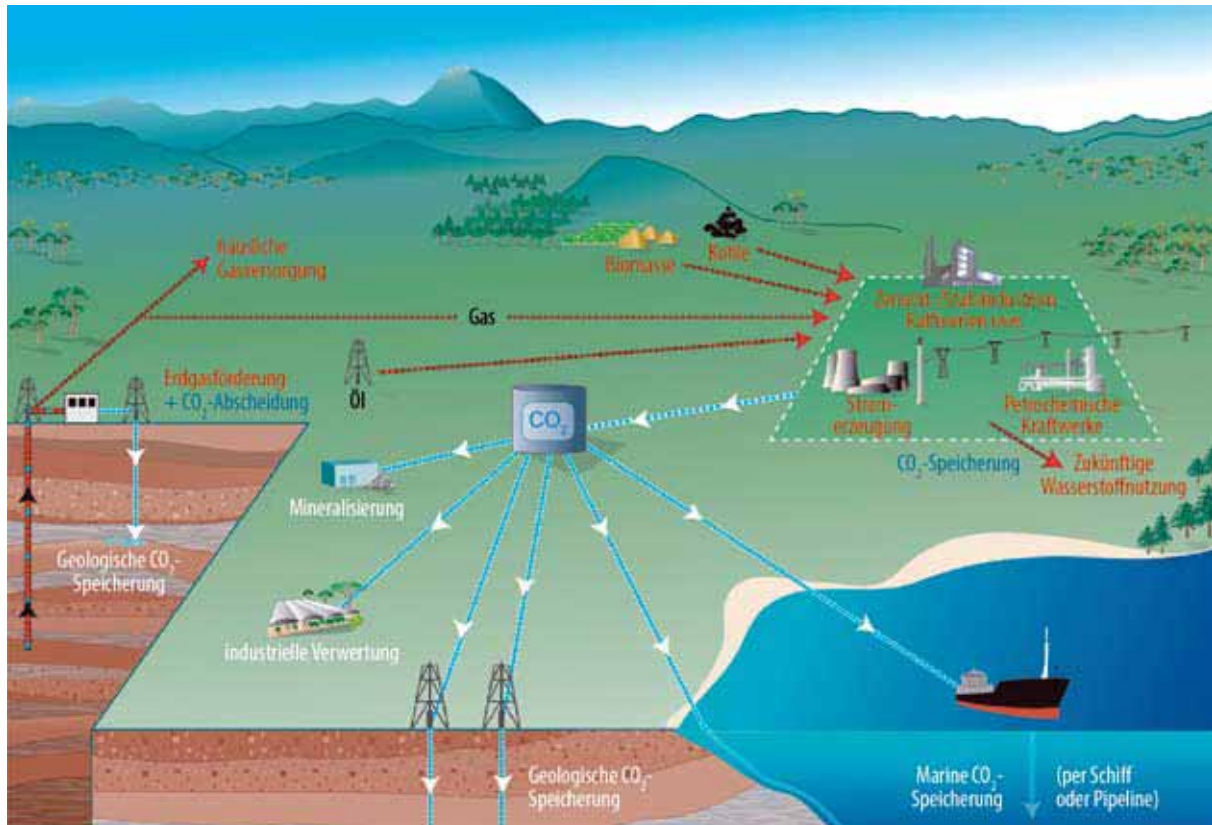


Abbildung 7-1: Verschiedene denkbare Optionen der CO₂-Speicherung (Quelle: IPCC 2005/Courtesy CO₂CRC)

d. Stillgelegte Kohlebergwerke

In den weit verzweigten Gangsystemen des Kohlebergbaus ist es theoretisch möglich, CO₂ einzuspeichern. Da es sich hierbei allerdings um Verbundbergwerke handelt und der Abbau in anderen Teilen des Bergwerkes weiter voran schreitet, müsste man die zur Speicherung vorgesehenen Schächte und Stollen erst alle entsprechend abdichten. Diese Verschlüsse müssten allerdings noch entwickelt und auf ihre Langzeitstabilität geprüft werden. Des Weiteren liegen diese Gangsysteme teilweise unter stark besiedelten Gebieten (Ruhrgebiet), welche von teils gering mächtigen und teils stark zerklüfteten Deckschichten überlagert werden.

e. Salzkavernen

Diese Option weist im Vergleich zu den anderen geologischen Optionen nur sehr geringe Kapazitäten auf (in Deutschland nur zwei bisher nicht genutzte, stillgelegte Salzbergwerke) und steht in Konkurrenz zu anderen Nutzungen (z. B. Mülldeponierung, Druckluftspeicher).

Sonstige Speicheroptionen:

Biomasse

Durch die Bindung von Kohlendioxid in Bäumen kann eine vorübergehende Speicherung dieses Gases erfolgen, wenn z.B. Holz als Baustoff Verwendung findet. Dadurch kann eine CO₂-Speicherung von ca. 100–150 Jahren in den verbauten Holzelementen erfolgen.

Auch die CO₂-Fixierung mittels Algen wird derzeit erforscht. Meeresalgen verarbeiten Kohlendioxid-Gas unter Einfluss von Sonnenlicht ebenfalls in Biomasse, wie die Landpflanzen bei der Photosynthese. Bisher befanden sich in den Kraftwerks-Abgasen zu viele andere Schadstoffe wie etwa Ruß oder Stickoxide. Mit einer Rauchgaswäsche können diese vorher herausgefiltert werden – mit dem Ergebnis, dass die Algen das Restgas mit Vorliebe aufnehmen.

Die von den Algen produzierten Biomasse kann zur Herstellung von Tierfutter, Bio-Diesel oder Baustoffen genutzt werden. Die Baustoffe hätten den Vorteil, dass CO₂ in Form von organischem Kohlenstoff so gebunden wird, dass es nicht weiter abgebaut werden kann¹.

1 Siehe: www.radiobremen.de/magazin/wissenschaft/stadt-der-wissenschaft/themen/co2.html

Ähnliche Überlegungen gibt es auch für Gewächshäuser: diese können mit KWK-Strom und Wärme aus Mikrogasturbinen versorgt und deren (CO_2 -haltigen und relativ sauberen) Abgase zusätzlich zur Begasung der Pflanzen eingesetzt werden um die Biomasseproduktion so zu steigern.

Absorption an Minerale

Durch die Bindung von CO_2 an Magnesiumsilikat (z.B. Olivin oder Serpentin, das global in großen Mengen verfügbar ist) kann CO_2 dauerhaft in dem dabei entstehenden Magnesiumcarbonat gebunden werden. Dies geschieht unter hohem Druck (340 bar) und einer Temperatur von 500 °C. Die Reaktion wird maßgeblich durch die Partikelgröße beeinflusst (je kleiner, desto schneller erfolgt eine Reaktion). Pro Tonne CO_2 entstehen dabei 0,66 t Quarz und 1,92 t Magnesiumcarbonat als Reaktionsprodukte, welche z.B. in Erzminen, die als Nebenprodukt Serpentin fördern, verbracht werden können.

Chemische/Technische Verwertung

Die Verwertung des CO_2 in diversen Industrieprozessen (z.B. als Kohlensäure oder zur Gefriertrocknung, als mononukleare und polymere Verbindungen) wirkt wie ein Recycling dieses „Abfallstoffes“, allerdings ist

die Speicherdauer sehr von der weiteren Nutzung des erzeugten Produktes abhängig (Breuer 2001). Laut Schätzungen von (IPCC 2005) beträgt die gesamte großindustrielle Nutzung von CO_2 gegenwärtig ca. 104 Mt/a weltweit, dies entspricht weniger als 0,5 Prozent der derzeitigen globalen anthropogenen CO_2 -Gesamtemissionen. Durch eine besonders durch Forschung und Entwicklung vorangetriebene konsequente Umstellung in der chemischen Industrie wird eine Ausweitung der Verwertungsquote auf maximal 5 Prozent für möglich gehalten (Plass 2002).

Brennstoffsynthese

CO_2 kann über chemische Verfahren mit Wasserstoff z.B. in Methanol (CH_3OH) umgewandelt werden, welcher als flüssiger Energieträger/Kraftstoff Verwendung finden kann. Diese Technologie steckt aufgrund der notwendigen Bereitstellung von umwelt- und klimaverträglich gewonnenem Wasserstoff noch in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase und wird sich erst mittel- bis langfristig etablieren können. Die direkte Nutzung von regenerativem Wasserstoff ist zudem deutlich effizienter.

Von besonderer Bedeutung für die Nutzbarkeit der angeführten Speicherverfahren sind nicht zuletzt ökologische Fragestellungen. Insbesondere zählen dazu die globalen und lokalen Risiken von CO_2 -Leckagen. Die

Tabelle 7-1: Globale CO_2 -Speicherungsoptionen und Kapazitäten (Zum Vergleich: die CO_2 -Emissionsrate weltweit lag 2005 bei 27,3 Gt** – Tendenz steigend)

Optionen	Kapazität IPCC (Gale; 2002)	Kapazität Hendricks + Turkenburg (1997)	Kapazität Grimston et al. (2001)	Kapazität ECOFYS (2004)	Restriktionen
Geologisch:					Auswirkungen des CO_2 auf Bodenorganismen unerforscht, durch Leckagen Grundwassergefährdung möglich
Stillgelegte Salzbergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Konflikt gegenüber anderen Nutzungsformen
Stillgelegte Kohlebergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit, Nutzungskonflikt der Grubengasnutzung
Tiefe Kohleflöze (ECBM)	40 Gt	k. A.	80–260 Gt	0-267-1480* Gt	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen, Technologie in Erprobung
Erschöpfte Ölfelder	120 Gt (incl. EOR)	k. A.	(Öl- und Gasreservoir) 130–500 Gt	22-33-44* Gt onshore 20-60-107* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit eher gering
Verbesserte Ölförderung (EOR)	s. o.	40–100 Gt	20–65 Gt	9-112-734* Gt onshore 3-37-308* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen
Erschöpfte Gasfelder	690 Gt	90–400 Gt	s. o.	4-219-391* Gt onshore 20-20-32* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit
Verbesserte Gasförderung (EGR)	k. A.	k. A.	k. A.	219-391-925* Gt onshore 149-281-778* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen

Optionen	Kapazität IPCC (Gale; 2002)	Kapazität Hendricks + Turkenburg (1997)	Kapazität Grimston et al. (2001)	Kapazität ECOFYS (2004)	Restriktionen
Tiefe saline Aquifere	400–10000 Gt	90/>1000 Gt	30–650 Gt	30–240–1081* Gt	Nutzungskonflikt mit Geothermie denkbar
Marin:	>1000 Gt	400/>1200 Gt	100–10.000 Gt basiert auf physikalischer Gesamtkapazität 50–350 Gt berücksichtigt Einschränkungen auf- grund von Umweltschutz- erwägungen	k. A.	Bis auf die Phytoplanktondeposition gilt für alle Methoden, das die technologischen Konzepte ausschließlich auf Laborexperimenten und Computersimulationen basieren, Struktur und Funktion von Tiefseeökosystemen liegen maxi- mal rudimentär vor (Germanwatch 2004)
Ausbreitung + Lösung (bis 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Rückhaltezeit nur ca. 50 Jahre bei geringer geringeren Einbringtiefen als 500 m, Problem der Injektion flüssigen CO ₂ in ozeanische Gewäs- ser: Verminderung des pH-Wertes, Auflösung des Karbonats, Ausgeschiedene Stoffe aus dem Abscheidungsprozess des CO ₂ reagieren weiter, Änderungen der Spezifikation von Metallen und Ammoniak (Germanwatch 2004)
CO ₂ -See (mehr als 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Bedeckende Effekte auf dem Meeresboden mit wahrscheinlich hohen Absterberaten des Ökosystems an diesen Stellen, Geologische Langzeitriskiken durch potentiellen Anstieg der Auflösungsrate der Karbonatsedimente (Germanwatch 2004)
Trockeneis- deponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Geologische Langzeitriskiken durch pot. Anstieg der Auflösungsrate der Karbonat-sedimente (Germanwatch 2004), logistisch sehr aufwendig und teuer (Herzog et al. 2001)
Bikarbonat- deponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	
Phytoplankton	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Eisendüngung in südl. Ozeangebieten notwen- dig, durch vermehrte Photosyntheserate Erwär- mung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für Ozeanzirkulation und Klima, hat Einfluss auf Atmosphärenchemie und Klima (Lawrence 2002)
Biomasse:					
Aufforstung	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 70 Gt in Wäldern zum bisherigem Speichervolumen (IPCC, 2001)	Positive Aus- wirkungen sowohl auf Klima- als auch Naturschutz	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittel- produktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speicherwirkung
Sonstige Pflanzen	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 30 Gt auf land- wirtschaftlich genutzten Böden zum bisherigem Speicher- volumen (IPCC, 2001)	k. A.	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittelproduktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speicherwirkung
* nach (ECOFYS) 2004: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl noch nicht entdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO ₂ und Methan für ECBM (2–3), und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40–80 %),					
** Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2006)					

ökologischen Restriktionen für die jeweiligen Speicheroptionen werden im Kap. 11 aufgeführt.

7.2 Relevante Speicheroptionen und deren Potenziale

Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen, bei der nur eine „Fall zu Fall“ – Betrachtung aussagekräftige Ergebnisse liefern kann. Tabelle 7-1 gibt vor diesem Hintergrund zunächst einen Überblick über den Kenntnisstand der globalen CO₂-Speicherpotenziale und benennt eine Auswahl möglicher Restriktionen (siehe auch Kap. 11), die eine zukünftige Nutzung ausschließen könnten.

Bei den geologischen Optionen werden die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke von den in Tabelle 7-1 zitierten Autoren nicht berücksichtigt. Dies erscheint bei Salzbergwerken aufgrund des geringen Potenzials und auch bei Kohlebergwerken aufgrund der Abdichtungs-Problematik gerechtfertigt. Des Weiteren muss darauf hingewiesen werden, dass einige Regionen wie z.B. Südostasien und Indien bezüglich einiger der aufgeführten Optionen noch gänzlich unerforscht sind. Untersuchungen zu Speicherkapazitäten finden vornehmlich in Nordamerika, Europa, Australien und Japan statt (Germanwatch 2004).

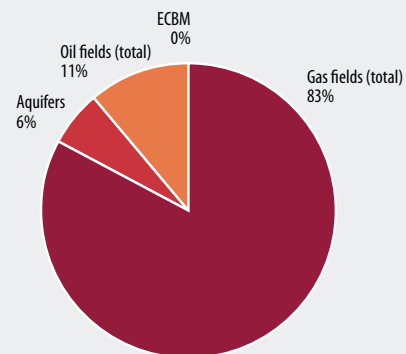
Tabelle 7-2: Übersicht über die Einschätzung globaler CO₂-Speicherpotenziale

Global CO ₂ sequ. potential [Gt]			
	Low	Best	High
Remaining oil fields onshore	9	112	734
Remaining oil fields offshore	3	37	308
Depleted oil fields onshore	22	33	44
Depleted oil fields offshore	20	60	107
Oil fields (total)	54	242	1 193
Remaining gas fields onshore	219	391	925
Remaining gas fields offshore	149	281	778
Depleted NG fields onshore	4	219	391
Depleted NG fields offshore	20	20	32
Gas fields (total)	392	911	2 126
ECBM	0	267	1 480
Aquifers	30	240	1 081
Total	476	1 660	5 880

Quelle: ECOFYS 2004

Global CO₂ storage potential

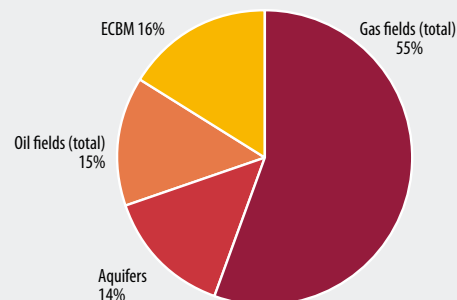
(Low estimate: 476 Gt)



ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery

Global CO₂ storage potential

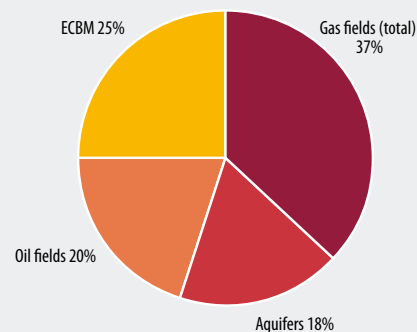
(Best estimate: 1.660 Gt)



ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery

Global CO₂ storage potential

(High estimate: 5.880 Gt)



ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery

Abbildung 7-2: Verteilung globaler CO₂-Speicherpotenziale für die Einschätzungen „low“, „best“ und „high“ (Daten nach ECOFYS 2004)

Tabelle 7-3: Gesamteuropäische CO₂-Speicherungsoptionen und KapazitätenZum Vergleich: die energiebedingte CO₂-Emissionsrate in Europa (EU 15) lag 2005 bei 3,496 Gt CO₂

Kapazitäten	tiefe Kohleflöze (ECBM)	Erschöpfte Ölfelder	Verbesserte Ölförderung (EOR)	Erschöpfte Gasfelder	Verbesserte Gasförderung (EGR)	tiefe saline Aquifere
	0-1,7-9,9 Gt*					1,3-10,4-36,9 Gt
Onshore		0,4-0,6-0,8 Gt	0,1-1,0-6,2 Gt	0,2-7,6-14,3 Gt	7,6-14,3-23,5 Gt	
offshore		3,4-10,3-18,2 Gt	0,3-4,0-39,9 Gt	10,3-10,1-13,3 Gt	12,9-26,8-111,9 Gt	

* nach (ECOFYS 2004): aus dem Englischen übersetzt: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl unentdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO₂ und Methan für ECBM (2–3) und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40–80 %)

Bei der Potenzialanalyse ergeben sich große Varianzbreiten bei der Bezifferung der globalen Kapazitäten der tiefen Kohleflöze, da hier die Aufnahmekapazität der unterschiedlichen Kohlearten für CO₂ großen Variablen unterliegt. Bei den Kapazitätsangaben für die CO₂-Speicherung in nutzbaren Öl- und Gasfeldern kommen die Autoren dagegen auf annähernd gleiche Werte. Die besonders große Varianzbreite bei den weltweiten Kapazitätsangaben für saline Aquifere beruht auf den sehr großen Unsicherheiten über die Ausdehnung sowie die technischen Potenziale und spezifische Probleme (strukturelle Komplexität, variierende Mächtigkeiten, variierende Porosität, Restwassersättigung) dieser Speicheroption (May et al. 2003).

Bezüglich der marinen Optionen gibt es zumeist nur generelle Angaben ohne diese in die einzelnen Techniken/Methoden zu differenzieren. Dementsprechend variieren auch diese Werte stark. Zu der Speicherung in Form von Biomasse macht nur einer der angegebenen Autoren Angaben.

Insgesamt sind die angegebenen Speicherpotenziale sehr beachtlich und umfassen ein Vielfaches des energiebedingten globalen CO₂-Ausstoßes von 27,3 Gt CO₂ (Stand 2005, vgl. DIW 2006). Ein Blick auf die nachfolgend herausgegriffene Einordnung von (ECOFYS 2004) in Tabelle 7-2 zeigt aber die verbleibenden Unsicherheiten in der Einschätzung. Hier liegt zwischen der niedrigen und hohen Schätzung der Potenziale ein Unterschied von nicht weniger als dem Faktor 10. Inwieweit die hier genannten Optionen in der Praxis aber tatsächlich für eine Speicherung von CO₂ genutzt werden können, bleibt zudem ohnehin in jedem Einzelfall zu prüfen.

Tabelle 7-3 gibt einen Überblick über die europäischen Potenziale, beschränkt sich dabei aber auf die geologischen Speicheroptionen. Die hohe Spanne der Kapazitätsangaben resultiert bei der Einlagerung in tiefen Kohleflözen aus der Unkenntnis des Austauschverhältnisses und der Permeabilität der verschiedenen

Kohlearten². Diesbezüglich besteht ein erheblicher Forschungsbedarf, der in verschiedenen Projekten bereits angegangen wird (z.B. RECOPOL, vgl. Übersicht der CCS-Projekte im Anhang). Erschöpfte Ölfelder weisen europaweit ein vor allem im Vergleich zu Deutschland hohes Volumen auf. Für Europa ist das CO₂-EOR-Verfahren eine Option, welche angesichts steigender Ölpreise und des Handels mit CO₂-Zertifikaten in Zukunft vor allem einen wirtschaftlichen Vorteil darstellen kann. Ebenso sind die europäischen Gasfelder (z.B. in den Niederlanden und Norwegen) in Hinblick auf technische und wirtschaftliche Aspekte sowie relativ genau kalkulierbarem Fassungsvermögen eine attraktive Option für die CO₂-Speicherung. Bei den tiefen salinen Aquiferen besteht analog zur globalen Ebene ein erhebliches Defizit bei der Beurteilung von Qualität und Quantifizierung dieser Speicheroption.

Das Gesamtpotenzial in Europa kann bei einer Orientierung an der mittleren Einschätzung von ECOFYS auf rund 87 Gt CO₂ beziffert werden. Dies übersteigt die heutige Emissionsmenge von 4,114 Gt CO₂ in der EU 25 um etwas mehr als den Faktor 20. Damit zeigt sich, dass die Anwendung der CO₂-Abtrennungs- und Speichertechnologie als zentrales Element des Klimaschutzes unter diesen Annahmen eingeschränkt sein könnte.

Die Abschätzung der Speichermöglichkeiten in Deutschland (vgl. Tabelle 7-4) basiert hier im Wesentlichen auf Analysen der BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, May 2003). Aufgrund von Sicherheitsrisiken und Nutzungskonflikten werden von dieser die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke nicht als sichere Speicher in Erwägung gezogen. Ohnehin weisen stillgelegte Salzbergwerke im Vergleich zu den anderen geologischen Speicheroptionen nur sehr geringe Kapazitäten auf.

2 Tiefe Kohleflöze sind gegenwärtig aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht für die Kohlegewinnung nutzbar. Mit Hilfe der Einpressung von CO₂ könnte jedoch das unterirdisch gebundene Methan gewonnen werden, das CO₂ gleichzeitig im Untergrund verbleiben. Die grundsätzliche Speicherkapazität dieser Option liegt höher als für die meisten anderen Möglichkeiten.

Tabelle 7-4: CO₂-Speicherungsoptionen und Kapazitäten in DeutschlandZum Vergleich: die energiebedingte CO₂-Emissionsrate in Deutschland lag 2005 (nach vorläufigen Schätzungen) bei 865,4 Mt*

Speichertyp	CO ₂ -Speicherkapazität/ region. Verteilung	Vorteile	Nachteile (generell: rechtl. Rahmen ungeklärt)
stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO ₂ in Sachsen-Anhalt und Thüringen	sehr dichte Barriere, hohe CO ₂ -Dichte in geringer Tiefe, technische Machbarkeit sehr gut	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung, Nutzungskonflikt mit Untertagedeponierung, nur noch 2 bisher ungenutzte Kalibergwerke in der BRD, Kosten sehr hoch
stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15% der abgebauten Flöze, vor allem im Ruhr- und Saarrevier	Nähe zu großen Emittenten	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung, Altbergbau, Deckgebirge, aktiver Bergbau in Verbundbergwerken, Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
tiefe Kohleflöze	3700–16700 Mt im Münsterland und Saar-Nahe-Becken	Nähe zu großen Emittenten, Ausbeutesteigerung bei Flözgasproduktion, Kosten niedrig	niedrige Injektionsraten in gering durchlässiger Kohle, Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten, Technologie in Erprobung
Ausgeförderte Ölfelder (EOR wird in Deutschland nicht praktiziert)	kumulat. Produktion entspricht 81 Mt einschließlich Reserven 110 Mt Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Steigerung der Ölausbeute, Speicherqualität gegeben, ist bereits industrielle Praxis	geringe Lagerstättengrößen, andauernde Ölförderung, Kontamination der Lagerstätte mit CO ₂ ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung
Ausgeförderte Gasfelder	kumulative Produktion entspricht 1770 Mt, einschließlich Reserven 2560 Mt; Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich, Speicherqualität gegeben, relative Kosten niedrig, da Infrastruktur bereits vorhanden	andauernde Erdgasförderung, Kontamination der Lagerstätte mit CO ₂ ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung
tiefe saline Aquifere	12–28 Gt** Vorkommen vor allem im Norden Deutschlands	weite Verbreitung, langfristige Fixierung von CO ₂ in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung, Speicherqualität noch größtenteils unerforscht

Quelle: Dr. Gerling/Dr. May, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover (2001): Angaben zu Kosten und technischer Machbarkeit nach Herzog et al. (1997): Gerling, Peter (2004): COORETEC – Optionen zur CO₂-Speicherung in Deutschland. Präsentation auf dem Kraftwerkskongress: Innovative Technologien zur Stromerzeugung – auf dem Weg zu CO₂-freien Kohle- und Gaskraftwerken. 10.–12. Mai 2004 in Berlin, eigene Ergänzungen.

* Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2006)

** May et al. (2005)

Bezüglich der Speichermöglichkeiten in tiefen Kohleflözen besteht auch in Deutschland ein hoher Unsicherheitsfaktor. Wie bereits erwähnt, gibt es insbesondere zum Austauschverhalten der an der Kohle adsorbierten Gase und zur Permeabilität der Kohle noch erheblichen Forschungsbedarf.

(Ausgeförderte) Ölfelder bergen in Deutschland nur ein sehr geringes Speichervolumen. (Ausgeförderte) Gasfelder bieten die lukrativste Speicheroption, da sie u.a. durch die vorhandene Infrastruktur am schnellsten nutzbar wären sowie ihre Gasdichtigkeit bisher schon bewiesen haben. Allerdings ist auch hier das Speichervolumen in Summe nur gering und entspricht gerade einmal rund dem Doppelten des derzeitigen Jahresausstoßes an CO₂.

Tiefe saline Aquifere stellen aufgrund ihrer weiten Verbreitung und ihrer hohen Kapazitäten die vielversprechendste Option dar. Durch die fehlende flächendeckende Erfassung und Untersuchung der geologischen Strukturen ergeben sich jedoch erhebliche Schwierigkeiten, genaue Angaben über die technisch und wirtschaftlich nutzbaren Kapazitäten und die Langzeitstabilität dieser Strukturen zu machen. Auch hier besteht ein noch hoher Forschungsbedarf. Mit dem von der EU geförderten Projekt CO2Sink sollen diesbezüglich wichtige Erfahrungen an Hand der praktischen Einspeicherung von CO₂ unterhalb eines ehemaligen Erdgasspeichers in der Nähe von Ketzin in Brandenburg gesammelt werden.

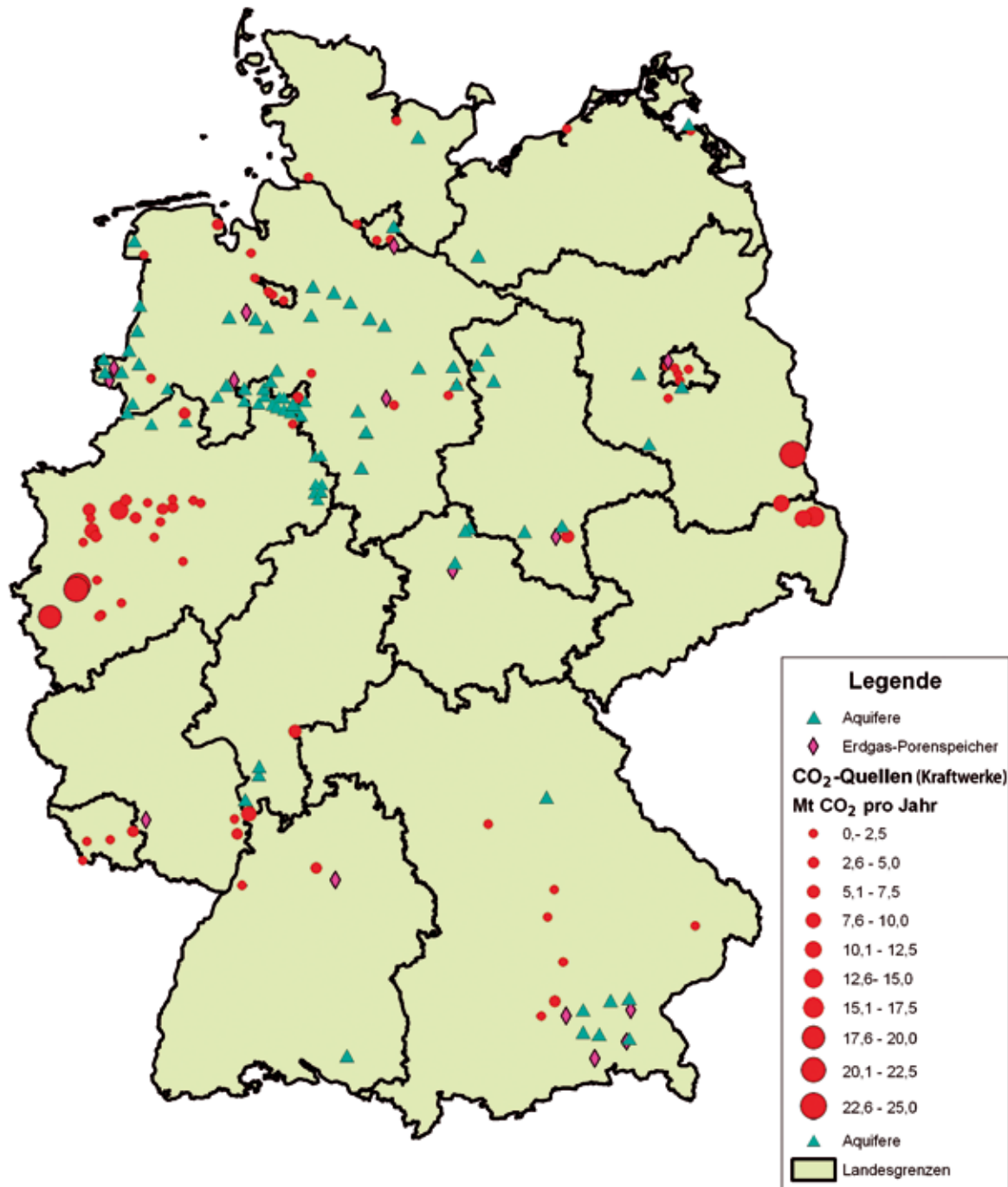


Abbildung 7-3: Vergleich zwischen potenziellen CO₂-Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland

Zwecks Prognose der Speicherkapazitäten der tiefen Aquifere in Deutschland wurden von May et al. (2003) die Ergebnisse einer Analyse von Baden-Württemberg auf die Gesamtfläche des Festlandes hochgerechnet. Die Extrapolation der Ergebnisse auf die Gesamtfläche des Norddeutschen Beckens und der kleineren Sedimentbecken von mehr als 1 km Tiefe³ ergibt für Deutschland insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 33 ± 10 Gt

³ Außerhalb des Norddeutschen Beckens wurden nur solche Flächen berücksichtigt, die mehr als ein Kilometer Deckgebirgsmächtigkeit aufweisen.

CO₂ (die Fehlerbandbreite bezieht sich auf eine Wahrscheinlichkeit von 10 bis 90 Prozent). Davon entfällt der überwiegende Teil (mehr als 85 Prozent) auf das Norddeutsche Becken.

Abbildung 7-3 stellt letztlich die geografische Verteilung der in Deutschland lokalisierten Speicheroptionen und den großen Punktquellen dar. Dabei zeigt sich, dass die Konzentration der besonders geeignet erscheinenden Speicheroptionen in Niedersachsen sehr hoch ist, während die Dichte der Punktquellen eher im Ruhrgebiet und im niederrheinischen Braunkohlerevier verortet

ist. Sollen große Transportentfernungen vermieden und die Verteilung der Kraftwerksstandorte erhalten bleiben, erfordert dies den Aufschluss von bundesweit vorhandenen und zur CO₂-Speicherung nutzbaren salinen Aquiferen und eine dortige sichere und dauerhafte Einlagerung.

7.3 Bewertung der Speicheroptionen in Deutschland

Im Folgenden ist eine zusammenfassende Tabelle wiedergegeben, in welcher die Speicheroptionen für Deutschland bewertet werden. Die in der Tabelle vorgenommene Bewertung entstand in Anlehnung an eine bereits von der BGR⁴ erarbeitete Matrix, welche um die Bewertungskriterien Kosten, Stand der Technik und Allgemeine Risiken ergänzt wurde. Mit Ausnahme der Ölfelder beziehen sich die Kapazitätsangaben auf das Festland, explizit wird in der Quelle aber nicht darauf hingewiesen. Die einzelnen Optionen lassen sich wie folgt beurteilen:

Ausgeförderte Gasfelder stellen insgesamt die vielversprechendste Option für die CO₂-Speicherung dar, da viele bereits in der Gasindustrie angewandte Verfahren und Prozessschritte „nur“ modifiziert und den speziellen Anforderungen der CO₂-Speicherung angepasst werden müssten. Diese Anpassung bezieht sich u.a. auf die Verwendung säureresistenter Zemente zur Abdichtung/Verschließung nicht mehr benötigter Bohrlöcher (bereits vorhandene oder in der Explorationsphase entstandene Bohrlöcher) im Bereich der Speicherstruktur. Der Stahl für die Pipelines muss den speziellen Anforderungen des CO₂-Transports gerecht werden. Da das Verhalten und die Verteilung von CO₂ im Reservoir aufgrund anderer physikalischer und chemischer Eigenschaften im Vergleich zu Erdgas- und -öl unterschiedlich ist, müssten Simulations- und das Monitoringverfahren modifiziert werden.

Das Speichervolumen der ausgeförderten Gasfelder ist im Vergleich zu den anderen Optionen (insbesondere Aquifere und tiefe Kohleflöze) allerdings deutlich geringer. Es reicht bei einer energiebedingten CO₂-Emissionsrate in Deutschland 2005 von 865,4 Mt/a (DIW 2006) bzw. 393 Mt/a (nur industrielle, punktförmige CO₂-Quellen > 100 000 t/a) (GESTCO 2004) nur für wenige Jahre. Die Kosten werden als relativ gering eingestuft, da die bereits vorhandene Infrastruktur (Pipeline-Korridore) und das technische Know-how genutzt werden könnten. Nutzungskonflikte bestehen hier durch die nicht weiter förderfähigen Restvorkommen des Erdgases durch die Kontamination mit CO₂.

Tiefe saline Aquifere haben in Deutschland die mit Abstand größten Kapazitäten, wobei es sich hier immer noch um Abschätzungen handelt, die erst mit hohem Forschungsbedarf mittel- bis langfristig manifestiert werden können. Auch bei dieser Option besteht, wie

bei allen genannten geologischen Optionen, ein latentes Risiko durch Leckagen, welche sowohl in der geologischen Formation auftreten können als auch in Pipeline- oder sonstigen Transportsystemen. Die Kosten für die Speicherung in salinen Aquiferen werden bei dieser Option relativ hoch eingeschätzt, da die nutzbaren Aquifere in ca. 1 km Tiefe liegen und nur selten vorhandene Bohrungen für die Einbringung von CO₂ genutzt werden können. Ferner muss das in diesen Strukturen vorhandene Lagerstättenwasser erst mittels hierfür geeigneter Injektionsstrategien verdrängt werden. Die technische Machbarkeit ist gegeben, aber mit deutlich mehr Aufwand als z.B. bei Gas- und Ölfeldern verbunden. Nutzungskonflikte ergeben sich ggf. durch die zunehmende Entwicklung der geothermischen Energiegewinnung (Hydrothermale Nutzung/Hot-Dry-Rock-Verfahren) sowie der Nutzung von tiefen Aquiferen als saisonale Wärme-/Kälte-Speicher⁵. Je nach Mineralbestand im Aquifer bietet sich hier auch die Möglichkeit der Karbonatbildung, somit würde CO₂ in eine langfristige stabile Form eingebunden. Allerdings verläuft diese Reaktion recht träge, und es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Reaktionsraten und optimalen Bedingungen für eine Fixierung des CO₂ in Form von Karbonaten.

Tiefe Kohleflöze⁶ stehen an dritter Stelle in dieser Wertungstabelle, wobei aufgrund der unterschiedlichen Kohlearten und den damit verbundenen variierenden Aufnahmefähigkeiten für Kohlendioxid Unwägbarkeiten bei der Speicherkapazität vorliegen. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Industrielle Pilotprojekte existieren bereits in anderen Ländern, z.B. das Projekt RECOPOL im polnischen Kattowitz mit deutscher Beteiligung sowie weitere Projekte in den Niederlanden und den USA. Durch das ECBM-Verfahren⁷ geht man von der wirtschaftlichen Tragfähigkeit dieser Option schon in naher Zukunft aus. Ein Leckagerisiko durch an Verwerfungen o.ä. auftretenden Aufstiegsbahnen für das CO₂ ist auch bei dieser Option nicht auszuschließen. Eine zukünftige Gewinnung der Kohle aus tiefliegenden Kohleflözen wird durch die CO₂-Speicherung in diesen Lagerstätten erschwert bzw. ausgeschlossen. Die vollständige Erfassung des aus der Kohle verdrängten Methans, welches ein rund 21-fach höheres Treibhauspotenzial als CO₂ hat, ist sicherzustellen.

4 BGR: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

5 Beispielsweise wird die sommerliche Überschusswärme der BHKWs, welche den Reichstag und die Parlamentsgebäude in Berlin mit Wärme versorgen, in ca. 300 m tiefe Aquifere eingespeist, um im Winter zurückgewonnen zu werden. Gleichermaßen wird in einer höher gelegenen Aquiferschicht im Winter Kälte eingespeichert. Diese relativ neue Nutzungsoption dürfte aus Klimaschutzgründen zukünftig eine höhere Bedeutung erlangen.

6 „Tief“ ist im Sinne von „gegenwärtig nicht wirtschaftlich abbau-“ zu verstehen und bezieht sich nicht nur auf in sehr großer Tiefe liegende Kohleschichten. Vielmehr sind hier auch kohleführende Schichten enthalten, die für einen heutigen wirtschaftlichen Abbau z.B. nicht mächtig genug sind.

7 Enhanced-Coal-Bed-Methane-Verfahren: CO₂ hat die Eigenschaft, bevorzugt an Kohle gebunden zu werden, so dass das bisher angelagerte Methan freigesetzt wird und zur weiteren Nutzung zur Verfügung steht.

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeit- stabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungs- konflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+ 2,3–2,5**	+	+	+ (+)	–	+
Tiefe saline Aquifere	++ 12–28**	+	--	+	–	(+)
Tiefe Kohleflöze	+ (+) 3,7–16,7	+	--	–	–	–
Ausgeförderte Ölfelder	-- 0,11	+	++	++	–	+
Salzkavernen	-- 0,04	--	k. A.	+	--	--
Stillgelegte Kohleberg- werke	+ 0,78	--	--	--	--	–
<p>* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)</p> <p>** Zahlen nach May et al. 2005</p> <p>Bewertungshinweise:</p> <p>-- Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft</p> <p>– noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar</p> <p>+ gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse</p> <p>++ sehr gute Bewertung</p> <p>() Klammern geben Unsicherheiten an, bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden</p>						

Tabelle 7-5:
Bewertung geo-
logischer Speicher-
optionen in Deutsch-
land anhand ausge-
wählter Kriterien

Ausgeförderte Ölfelder haben in Deutschland nur sehr geringe Speicherkapazitäten im Vergleich zu den anderen Optionen. Der Stand der Technik ist hingegen als sehr hoch einzuschätzen: EOR (Enhanced Oil Recovery) ist bereits in anderen Ländern (vor allem in den USA) industrielle Praxis. Durch die Anwendung dieses Verfahrens ergäbe sich bei dieser Option auch ein ökonomischer Vorteil gegenüber den anderen Optionen, da sich in der Spätphase der Ausbeutung die Fördermenge durch die Injektion von CO₂ erhöhen lässt. Ölfelder bergen durch die mitunter zahlreichen Bohrungen ein Leckagerisiko. Die Bohrungen müssen daher, wie auch bei den o.g. Gasfeldern, durch entsprechende Zemente zuverlässig abgedichtet werden.

Salzkavernen haben eine noch geringere Speicherkapazität in Deutschland als die Ölfelder, die technische Machbarkeit ist aber ebenfalls gegeben. Bei den Salzkavernen handelt es sich wie bei den unten aufgeführten Kohlebergwerken um Hohlräume, im Gegensatz dazu sind alle anderen Optionen Porenspeicher. Bei Hohlraum speichern sind bei einer Leckage schlagartige Entleerungen des gesamten Inhalts innerhalb weniger Tage zu befürchten. Die Permeabilität poröser Speichergesteine (wie die bisher genannten Speicherformationen) begrenzt hingegen den Gasaustritt, so dass im Falle eines CO₂-Austritts durch unzureichend abgedichtete Bohrungen oder anderer Aufstiegsbahnen im Gestein dieser verzögert erfolgt und eine völlige Speicherentleerung vermutlich verhindert werden kann. Negative Erfahrungen mit schlagartigen Gasaustritten wurden bei der Nutzung der Salzkavernen als

Erdgasspeicher bereits gemacht. Zudem kann es in Salzkavernen zu unkontrollierten Wassereintritten kommen, welche ebenfalls ein erhöhtes Sicherheitsrisiko darstellen. Nutzungskonflikte bei dieser Option ergeben sich insbesondere durch die konkurrierende Nutzung dieser Formationen als Lagerstätten von hoch toxischen oder radioaktiv strahlenden Stoffen. Denkbar wäre aber auch die Lagerung wichtiger Dokumente in diesen Strukturen z.B. zur Datensicherung.

Stillgelegte Kohlebergwerke erscheinen als Speicherort sehr attraktiv, da sie meist in der Nähe großer Emittenten verortet sind und daher zumindest die Transportkosten gering wären. Allerdings besteht bei dieser Option ein sehr hohes Sicherheitsrisiko, da die großen und weit verzweigten Untertagebauten sich schwer von den noch genutzten Bereichen abtrennen lassen, viele historische Stollen nicht mehr bekannt sind, die Deckschichten – wie z.B. im dicht besiedelten Ruhrgebiet – nur wenige Meter mächtig sein können und es immer wieder zu Bergsenkungen und Einbrüchen in ehemaligen Bergbauregionen kommt. Des Weiteren sind Wechselwirkungen mit einer potenziellen Gewinnung von Grubengas aus den Bergwerken zu beachten. Hinsichtlich der Speicherkapazität liegt diese Option um etwa eine Größenordnung unter derjenigen der tiefen Kohleflöze.

Somit ergibt sich aus den oben angeführten Gründen, dass bei allen Unsicherheiten nur die drei in Tabelle 7-5 zuerst aufgeführten Optionen Relevanz für eine potenzielle CO₂-Einspeicherung in Deutschland besitzen

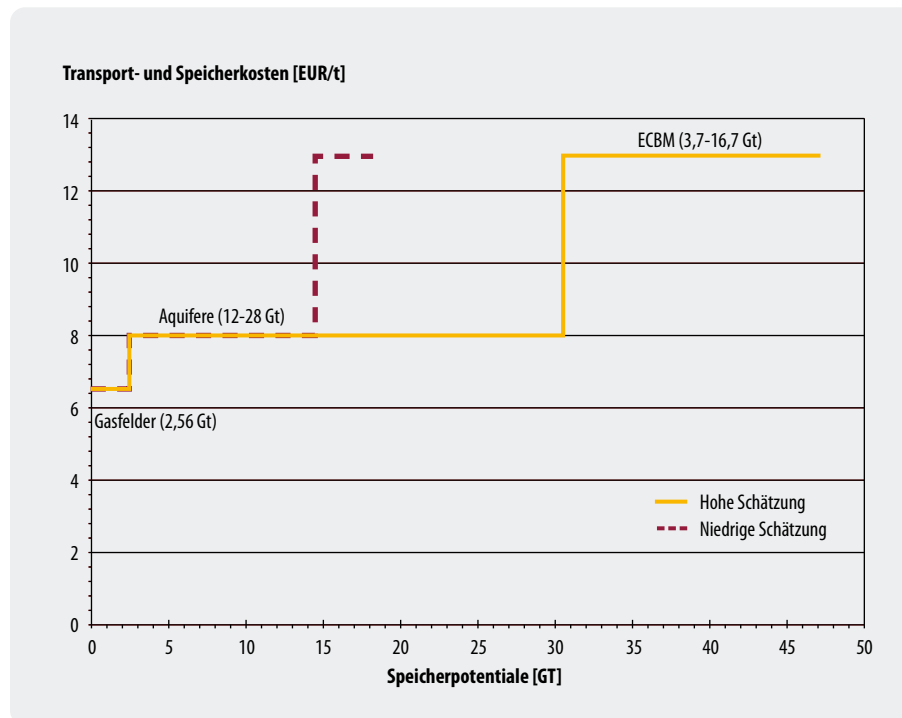


Abbildung 7-4:
Kosten-Potenzial-Kurve für die
drei in Deutschland relevanten
Speichertechnologien

Quelle: BGR (Potenziale)/ECOFYS
2004 (Kosten aus Grafik für West-
europa übernommen)

und auch die Rangfolge der einzelnen Optionen widerspiegelt:

1. Ausgeförderte Gasfelder
2. Tiefe saline Aquifere
3. Tiefe Kohleflöze

In Abbildung 7-4 sind diese drei für Deutschland relevanten Speicheroptionen in einer Kosten-Potenzial-Kurve aufgetragen. Die Kostenwerte wurden aus den Angaben von Ecofys für Westeuropa übernommen. Der europäische GESTCO-Report weist im Vergleich dazu für drei konkrete deutsche Fallstudien Einspeicherkosten in saline Aquifere von 8,3 EUR/t (Afeld-Elze) bzw. 0,6 EUR/t (Greifswalder Bodden I und II) auf.

Die als relevant identifizierten **CO₂-Speicherpotenziale** für **Deutschland** betragen demnach in der Summe rund **18 Gt** (niedrige Schätzung – schraffierte Linie) **bis 47 Gt** (hohe Schätzung – durchgehende Linie). Bei einer energiebedingten CO₂-Emissionsrate in Deutschland im Jahr 2005 von 865,4 Mt (DIW 2006) wäre die nationale Speicherkapazität bei vollständiger Einspeicherung theoretisch nach 20 bis max. 55 Jahren erschöpft. Bezogen auf ausschließlich die industriellen, punktförmigen CO₂-Quellen in Deutsch-

land (> 100 000 t/a) von ca. 393 Mt/a (GESTCO 2004)⁸, die letztendlich für eine CO₂-Abscheidung relevant sind, erweitert sich die Reichweite auf 37 bis 120 Jahre bzw. auf **30 bis 93 Jahre**, wenn ein zum gegenwärtigen Zeitpunkt realistisch erscheinender um 30 Prozent erhöhter CO₂-Ausstoß für die zusätzlichen Energieaufwendungen in der gesamten CCS-Prozesskette angenommen wird (511 Mt/a inkl. 30 Prozent-Aufschlag). Der tatsächliche Zeitpunkt der erschöpften Lagerkapazitäten würde jedoch später liegen, da die Kraftwerke erst sukzessive mit CCS-Technik ausgerüstet werden müssten.

Würde man – wie dargestellt – die drei Speicheroptionen im zeitlichen Verlauf in ihrer wirtschaftlichen Rangfolge wählen, so ergäben sich anfängliche Speicherkosten von 6,5 EUR/tCO₂ (Gasfelder), die sich schrittweise auf 8,0 EUR/tCO₂ (Aquifere) und 13,0 EUR/t CO₂ (tiefe Kohleflöze) erhöhen würden. Dabei sei nochmals ausdrücklich auf die derzeit große Unsicherheit bezüglich der genau zu erwartenden Potenziale und Kosten hingewiesen.

8 Neben der in (GESTCO 2004) genannten Zahl von **393 Mt/a** (Quelle: IEA 1998) gibt das Europäische Schadstoffemissionsregister **EPER** (www.daten.eper.de), welches ebenfalls industrielle, punktförmigen CO₂-Quellen ab 100 000 t/a listet, für Deutschland im Jahr 2001 Emissionen von **429 Mt/a** an. Im Vergleich dazu werden im Nationalen Allokationsplan der Bundesregierung **NAP** (Mittelwert 2000 bis 2002: **501 Mt/a**) auch kleinere Anlagen (ab 20 MW Feuerungsleistung) erfasst, die für eine CO₂-Abscheidung gegenwärtig jedoch nicht relevant sind.

Kapitel 8

Zentrale Aspekte der CO₂-Transportinfrastruktur

Der Aufbau einer Transportinfrastruktur ist ein wesentlicher Kostenfaktor in einem zukünftigen CCS-Regime. Fragen zur Transportinfrastruktur spielen daher auch eine wesentliche Rolle bei Entscheidungen zu potenziellen Kraftwerks- sowie Senken-Standorten. Es handelt sich um ein klassisches **Optimierungsproblem**, das z.B. mit der Vorgabe einer oder mehrerer der folgenden Zielparameter gelöst werden kann:

- Minimierung CO₂-Transport
- Minimierung Stromtransport
- Minimierung Brennstofftransport
- Minimierung Transportkosten
- Minimierung ökologische/soziale Auswirkungen

Im Einzelnen stellen sich folgende zentrale Fragen, die für das Zusammenspiel von Abscheideort, Transportstruktur und Einspeicherort entscheidend sind (vgl. Kapitel 8.5):

- Wo liegen zukünftige CO₂-Senken?
Onshore – Offshore?
Nordwesten – Nordosten ...?
Inland – Ausland?
- Wann können sie erschlossen werden?
- Wann werden sie erschöpft sein?
- Wo liegen zukünftige KW-Standorte?
Verbrauchernah – brennstoffnah – senkennah?
Zentral – dezentral?
- Was wird transportiert?
CO₂ – Strom – H₂?
- Wie wird transportiert?
Pipeline – Schiene – Straße – Wasser?
- Welche Infrastruktur wird benötigt?
Pipelines, Verdichter, Sammler, Zwischenspeicher, Häfen, ...?

In Abbildung 8-1 ist ein mögliches CO₂-Transport-szenario für Deutschland beispielhaft eingezeichnet. In diesem Beispiel wird CO₂ aus mehreren in Nordrhein-Westfalen gelegenen Punktquellen (z.B. große Kraftwerke) über Pipelines zu einer Sammelleitung zusammengeführt, verdichtet und in einen Onshore-Standorte verbracht. Für eine Offshore-Deponierung wäre die Umladung des CO₂ von der Pipeline auf ein Schiff unter Nutzung der entsprechenden Infrastruktur (Hafen, Beladestation, Zwischenspeicher) erforderlich.

Zur Verdeutlichung der zur CO₂-Infrastruktur zugehörigen Elemente (3–7) dient die nachfolgende Abbildung 8-2.

Eine Abschätzung der Bandbreite der Transportkosten für verschiedene Transportszenarien (d.h. abhängig von Ausbaugrad, Kapazität, Entfernung und Transportmittel) wurde bereits in Kapitel 6 vorgenommen (siehe dort insbesondere Abbildung 6-5 und Abbildung 6-6).

8.1 Wechselbeziehung zwischen Energieverbrauch und Güterverkehr

Der Verbrauch fossiler Brennstoffe hauptsächlich für energetische Zwecke stellt nach wie vor hohe Anforderungen an das Gütertransportsystem. Dies gilt insbesondere für die Seeschifffahrt aber auch für die massenleistungsfähigen Landverkehrsträger. Dabei überrascht der hohe Anteil fossiler Energieträger in der internationalen Seeschifffahrt, der in einem gewissen Kontrast zu den in der öffentlichen Diskussion oft dominierenden internationalen Produktionsnetzwerken und den damit assoziierten komplexen Industrieprodukten steht. Letztere machten 2003 mit der Gütergruppe der „sonstigen Güter“ knapp 30 Prozent der in der Seeschifffahrt geleisteten Tonnenkilometer aus, während Rohöl, Mineralölprodukte und Kohle – wenn auch mit leicht fallender Tendenz – immer noch gut 53 Prozent beitrugen. Im Falle der Landverkehrsträger in Deutschland betragen die Anteile des Transportes von Öl, Ölprodukten und Kohle immerhin noch 32 Prozent (Binnenschifffahrt), 16 Prozent (Eisenbahn) und 4 Prozent (Straßengüterverkehr mit deutschen Lkw) sowie für diese drei Verkehrsträger zusammen 11 Prozent. Der Transport mittels Rohrleitungen entfällt zu fast 100 Prozent auf die Güter Gas, Rohöl und Mineralölprodukte.

Ein wesentlicher Grund für die Zunahme von Umweltbelastungen des Güterverkehrs ist im Wachstum der Nachfrage zu sehen. Daher haben Überlegungen zur Entkopplung der Güterverkehrsnachfrage von der Wirtschaftsleistung eine zumindest theoretische und politisch-programmatische Bedeutung erlangt (Pastowski 1997). Hierbei bestehen insbesondere im Energiesektor erhebliche Potenziale zur Absenkung der Gütertransportintensität (Pastowski 2005).

Demgegenüber begründet die Abscheidung und Einlagerung des als Folge der Nutzung fossiler Energieträger anfallenden CO₂ eine Tendenz zur Erhöhung

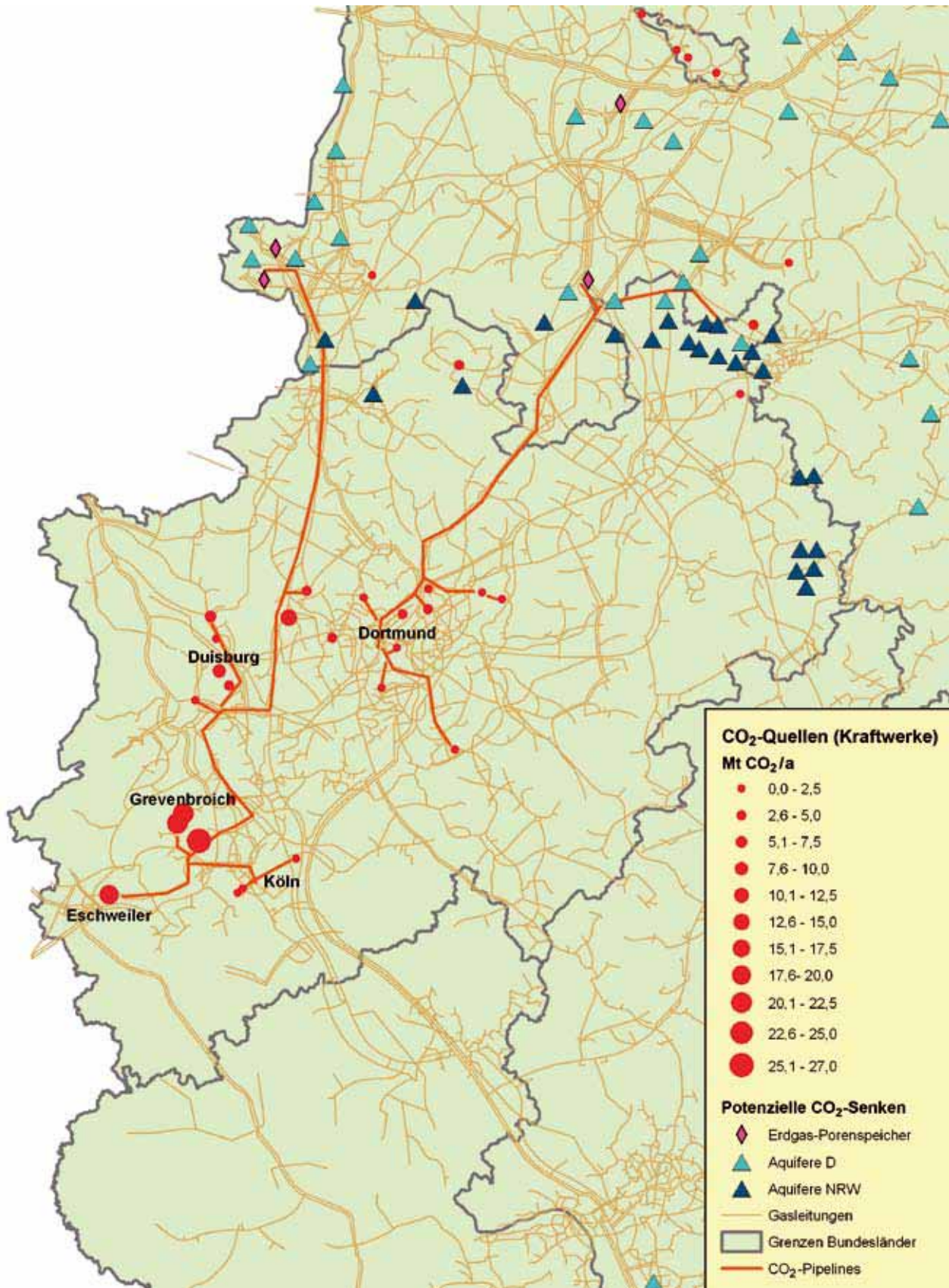


Abbildung 8-1: Beispiel für ein mögliches CO₂-Transportszenario in NRW

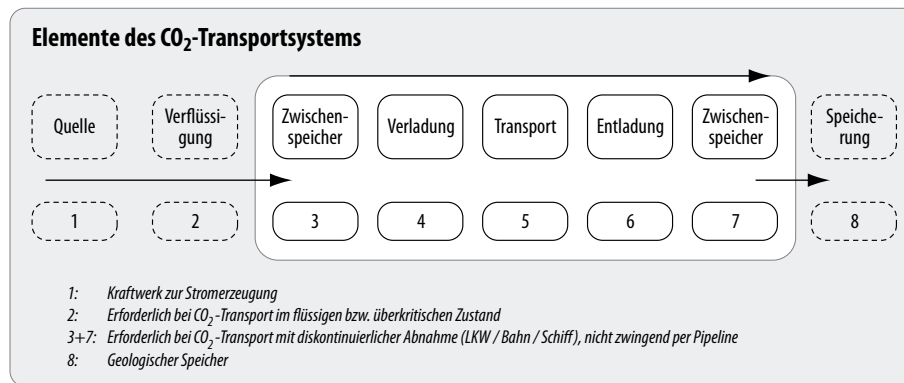


Abbildung 8-2:
Elemente des CO₂-
Transportsystem
Quelle: (Schlattmann
2006)

der Gütertransportintensität, da das CO₂ zusätzlich zu einer Senke transportiert werden muss. Im Rahmen von CCS im Energiesektor und auch darüber hinaus ist also neben dem erwünschten Klimaschutz durch die verminderten CO₂-Emissionen mit Trade-offs in Form zusätzlicher Gütertransporte zu rechnen, von denen wiederum zusätzliche CO₂-Emissionen im Verkehr sowie weitere für den Verkehr typische Umweltbelastungen ausgehen. Zwecks Minimierung dieser Trade-offs wie auch zur Kostenoptimierung bei der Implementierung eines CCS-Systems ist also eine nähere Betrachtung der möglichen Konsequenzen im Güterverkehrs-Sektor angezeigt.

8.2 Determinanten zusätzlicher Gütertransporte bei CCS

Der gesamte durch die CO₂-Abscheidung und Einlagerung induzierte Transportaufwand ergibt sich aus einer Mit- und Ohne-Betrachtung. Es werden also die Transporte betrachtet, die im Falle von CCS zusätzlich erforderlich werden und im Einzelfall hinsichtlich einer Reihe von Determinanten analysiert. Aufwand und Kosten des Transportes resultieren dann aus den Transportmengen, den Transportentfernungen sowie den dabei eingesetzten Verkehrsträgern. Tabelle 8-1 gibt einen Überblick zu den relevanten Faktoren, die nachfolgend näher beschrieben werden.

Technisches Verfahren der Abscheidung

Zunächst werden die absolut und spezifisch zu transportierenden Mengen durch die Wahl des technischen Verfahrens der Abscheidung beeinflusst. Da die CO₂-Abscheidung Energie kostet, erhöht sich bei Kraftwerken deren Eigenverbrauch und es muss mehr Brennstoff eingesetzt werden, um die gleiche Strommenge ins Netz einzuspeisen. Bestimmte Abscheideverfahren erfordern zudem zusätzliche Einsatzstoffe (z.B. Amine als Waschsubstanz), die ebenfalls zu transportieren sind. Tabelle 8-2 verdeutlicht für verschiedene Kraftwerkstypen und -größen, welche Mengen an CO₂ und zusätzlichem Brennstoff transportiert werden müssen.

Hinzu kommen im Falle der MEA-Wäsche Amine, die im Betrieb teilweise verloren gehen sowie degradieren und ersetzt werden müssen. Allerdings erfordert letzteres bei einem 700 MW-Kraftwerk lediglich eine Jahresmenge von geschätzten 3 000 bis 3 500 t, was gemessen an dem zusätzlichen Brennstoffbedarf und dem einzu-lagernden CO₂ relativ unbedeutend ist¹.

Anlagengröße und Effizienz

Überdies werden die Einsatzmengen von der Anlagengröße determiniert. Hierbei spielt auch die eventuell von der Größe abhängige Effizienz der jeweiligen Anlagen eine Rolle. Damit liegen die zu transportierenden Mengen von Einsatzstoffen und CO₂ fest. Zudem wird mit der Anlagengröße und deren Lage gleichzeitig über die erforderlichen Stromtransporte oder Transporte sonstiger Produkte entschieden. Die Mengen an Einsatzstoffen und CO₂ sind für die Wahl des Verkehrsträgers soweit relevant, als dieser grundsätzlich und im unmittelbaren Umfeld der Anlage über entsprechende Kapazitäten verfügen muss. Anderenfalls müssen die erforderlichen Kapazitäten neu geschaffen werden.

Wie Tabelle 8-2 zeigt, ist durch CCS bereits für einzelne Kraftwerke mit erheblichen Transporten zu rechnen. Die jährlichen Transportmengen für diese Kraftwerke relativieren sich zwar, wenn man sie mit dem gesamten binnenländischen Gütertransportaufkommen in Deutschland vergleicht, das ohne den Nahverkehr der deutschen LKW in 2003 3 612 Mio. t betrug (BMVBW 2004, S. 237). Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich einzelne Kraftwerke betrachtet werden. Auf der Ebene der Gütergruppen wird die Bedeutung der durch CCS möglicherweise induzierten Gütertransporte noch deutlicher.

In Kraftwerken verfeuerte Kohle wird aus Kostengründen überwiegend per Binnenschiff oder Eisenbahn angeliefert. In 2003 betrug das gemeinsame Gütertransportaufkommen dieser Verkehrsträger für die Gütergruppe Kohle 87,4 Mio. t. (BMVBW 2004, S. 244, 246).

¹ Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei MEA (Monoethanolamin) um eine ätzende Flüssigkeit handelt, die als Gefahrgut anzusehen ist.

Tabelle 8-1: Für den Transportaufwand bei CCS relevante Faktoren

Technisches Verfahren der Abscheidung	Anlagengröße	Räumliche Lage der Quelle	Verkehrsträger	Räumliche Lage der Senke	Technisches Verfahren der Einlagerung
Transportmenge CO ₂ , Abscheidemittel, zusätzlicher Brennstoff	Menge und Effizienz	Transportentfernung und Zugang zu Verkehrsträgern	Kapazität, Effizienz und Kosten	Transportentfernung und Zugang der Verkehrsträger	Zugänglichkeit insbesondere bei Offshore-Einlagerung

Allein der auf CCS entfallende Mehrverbrauch einzelner Kraftwerke der betrachteten Typen und Größen von rd. 0,23 Mio. t bis zu 1,6 Mio. t ist also bereits nicht zu vernachlässigen. Noch bedeutender sind die Mengen an zu beförderndem CO₂ mit 3,4 Mio. bis 5,1 Mio. Jahrestonnen (bei Kohlekraftwerken). Es ist daher davon auszugehen, dass im Falle einer weitgehenden Abscheidung und Einlagerung von CO₂ allein im Kraftwerksbereich für die erforderlichen Transporte erhebliche Kapazitäten bereit gestellt werden müssen und vornehmlich besonders massenleistungsfähige Verkehrsträger für den Einsatz vorzusehen sind.

Lage der Quellen und Senken

Neben den für CCS zu transportierenden zusätzlichen Mengen wird der gesamte Transportaufwand maßgeblich durch die Transportentfernung zwischen Quellen und Senken bestimmt. Die räumliche Lage der jeweiligen Quellen und Senken determiniert die zurückzulegende Transportentfernung. Zugleich liegen damit auch bestimmte Bedingungen des Einsatzes der verschiedenen Verkehrsträger fest. So kann etwa eine bestehende Anlage oder Senke weit von einem Wasserweg entfernt liegen, was die Nutzung der Binnenschifffahrt nur mit multimodalen Transporten ermöglicht. Umladen führt dabei zu zusätzlichen Kosten. Bei vielen der für CCS geeigneten Anlagen kann wegen der Versorgung

mit Einsatzstoffen wie etwa Kohle vom Vorhandensein eines Bahnanschlusses oder Wasserweges ausgegangen werden. Bei neuen Anlagen können diese Faktoren in die Standortwahl und Planung einfließen. Bei den Senken ist die Standortwahl stark von deren natürlicher Lage abhängig. Im Falle von Bergwerken und Gasfeldern kann für den Transport des einzulagernden CO₂ teilweise auf vorhandene Infrastrukturen zurückgegriffen werden.

Verfügbarkeit der Verkehrsträger an den Standorten

Grundsätzlich ist der Einsatz von Rohrleitungen, Binnen- und Seeschiffen, Eisenbahnen und Lkw für den Transport von CO₂ denkbar. Allerdings sind einzelne Verkehrsträger bei sehr großen Mengen mit Einschränkungen behaftet. So werden bei Transporten per Lkw sehr schnell die Kapazitätsgrenzen des Straßennetzes erreicht und auch im Eisenbahnverkehr können sehr große Transportmengen zu einer zumindest lokalen Belastung des Netzes führen, die nur mittels Kapazitätsausbau vermieden werden kann. Bei vielen der in Frage kommenden Quellen wird bereits ein Bahnanschluss oder ein Zugang zu Wasserstraßen verfügbar sein. Entscheidend für den Einsatz des jeweiligen Verkehrsträgers ist dann nur noch, ob jeweils Kapazitätsreserven für die durch CCS induzierten Transporte ver-

Tabelle 8-2: Durch CCS zusätzlich induziertes jährliches Transportaufkommen bei der Strom- bzw. Wasserstoffproduktion (Abscheidegrad: 88 Prozent bzw. 99,5 Prozent bei Oxyfuel und 71 Prozent bei Erdgasreformierung)

Kraftwerks-Typ	Netto-Leistung [MW _{el}]	Wirkungsgrade [%]		Volllast-Stunden [h/a]	Zusatz-Brennstoff		Einzulagerndes CO ₂ [kt/a]
		ohne CCS	mit CCS		[kt _{Kohle} /a]	[m ³ _{Erdgas} /a]	
Braunkohle DT	700	46	34	7 000	1 574		5 114
Steinkohle							
• DT	700	49	40	7 000	276		3 570
• DT (Oxyfuel)	700	49	38	7 000	343		4 249
• IGCC	700	50	42	7 000	229		3 400
Erdgas GuD	700	60	51	7 000	143 044 811		1 705
H ₂ : Steinkohle-Vergasung	560	59	55	8 000	68		2 374
H ₂ : Erdgas-Reformierung	350	74	69	8 000	24 590 628		580

Quelle: WI-Berechnungen (Herleitung siehe Tabellen A 3 und A 4 im Anhang)

füßbar sind. Beim Transport mittels Rohrleitung wird dagegen fast immer ein Neubau erforderlich sein, was sich im Vergleich zu solchen Optionen, die auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen, ungünstig auf die Kosten auswirken kann.

Technisches Verfahren der Einlagerung

Die gewählten technischen Verfahren der Einlagerung sind für den Transport zunächst insoweit relevant, wie sie die maximal zuführbaren Mengen beeinflussen und Standort bestimmend sind. Bei der Offshore-Einlagerung ergeben sich darüber hinaus spezielle Anforderungen, da bei ihr die Zuführung des CO₂ nur mittels Pipeline sowie Seeschiff oder Küstenmotorschiff möglich ist. Während ein vollständiger Transport per Pipeline generell machbar ist, kann das Seeschiff oder Küstenmotorschiff in vielen Fällen nur ein Glied innerhalb einer Transportkette sein. Dies erfordert den Vorlauf per Pipeline, Binnenschiff oder Eisenbahn und das Umladen zwischen den beteiligten Verkehrsträgern.

8.3 Technische Bedingungen des Transportes und Massenleistungsfähigkeit

Technisch möglich ist der Transport von CO₂ mit sämtlichen zur Verfügung stehenden Verkehrsträgern. Allerdings ergeben sich im Einzelfall relevante Unterschiede, die mit dem Aggregatzustand des CO₂, dessen kontinuierlichem Anfall bei Quellen wie Kraftwerken und den erheblichen Mengen zusammenhängen.

Da Rohrleitungen in aller Regel für den Zweck des CO₂-Transportes neu gebaut werden müssen, können sie passend dimensioniert werden. Dabei sollte deren Kapazität so ausgelegt werden, dass auf eine Zwischenspeicherung weitgehend verzichtet werden kann.

Bei den anderen in Frage kommenden Verkehrsträgern Seeschifffahrt, Binnenschifffahrt, Eisenbahn und Straßengüterverkehr ist generell von einem Transport des CO₂ im Druckbehälter auszugehen. Analog zu LPG und

LNG ist von einem Transport in verflüssigter Form auszugehen, da in gasförmigem Aggregatzustand die Transportkapazitäten zu gering wären. Dabei wird das CO₂ so temperiert und unter Druck abgefüllt, dass der maximale Betriebsdruck des jeweiligen Druckbehälters bis zum Ende des Transportes nicht überschritten wird. Zur Verhinderung der Aufheizung und sicherer Unterschreitung des maximalen Betriebsdruckes bis zum Fahrtziel werden zwecks Abschattung des Druckbehälters auf dem Dach von Kesselwagen aufgesetzte Sonnenschutzbleche sowie teilweise mit Polyurethan isolierte Druckkessel eingesetzt. Bei der deutlich langsameren Schifffahrt kommen zur Aufrechterhaltung der erforderlichen Temperatur aktive Kühlsysteme zum Einsatz.

Im Falle des Straßentransportes sind für die Belieferung mit CO₂ Zugmaschinen mit Sattelaufleger üblich, die bei einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t über eine Zuladung von 20 t verfügen. Das CO₂ wird darin bei einem Druck von 12–17 bar und einer Temperatur von –50 bis –70 Grad Celsius befördert (Air Liquide 2005).

Eine kontinuierliche Befüllung an der Quelle und Entladung am Ort der Senke ist umso schlechter zu gewährleisten, je kleiner die einzelnen Transportgefäße sind. Während Tankschiffe bei der Befüllung selbst als Pufferspeicher dienen können, so ist dies bei Kesselwagen der Eisenbahn und Druckkesseln auf Sattelauflegern für den Transport auf der Straße aufgrund der geringen Aufnahmekapazität der einzelnen Transportbehälter nur mittels einer großen Zahl von Fahrzeugen möglich. Zugleich ist das Handling aufwändiger, da jeder dieser Behälter separat befüllt werden muss. Es gibt zwar so genannte „Block Trains“, d.h. Ganzzüge mit miteinander verbundenen Kesselwagen, die in einem Zug befüllt werden können (VTG 2005a), diese Technik ist aber nur für den Transport nicht unter Druck stehender flüssiger Transportgüter verfügbar, bei denen die Kesselwagen von oben befüllt werden. Für mit flüssigen Gasen befüllte Kesselwagen ist eine solche Lösung wegen der unten liegenden Einfüllstutzen und des hohen Druckes derzeit nicht gegeben. Zur Verkürzung der erforderlichen Zeit zur Befüllung mit verflüssigten Gasen sind Verladeanlagen üblich, mit denen simultan mehrere Kesselwagen befüllt oder entladen werden können (Transpetrol 2005).

Hinsichtlich der Zeit bezogenen Transportkapazität muss neben der Größe der einzelnen Transportbehälter und der Zahl der bei Ganzzügen zu einer Einheit zusammenstellbaren Kesselwagen auch die Geschwindigkeit berücksichtigt werden. Schiffe verfügen zwar als einzelne Fahrzeuge über eine beeindruckende Transportkapazität, sie verkehren jedoch mit Geschwindigkeiten, die deutlich unter denen von Zügen oder Lkw liegen, was die Kapazität pro Zeiteinheit mindert. Dies beeinflusst nicht die Zahl der für den Transport erforderlichen Fahrzeugbewegungen, sondern wirkt sich auf die Zahl der effektiv einzusetzenden Fahrzeuge aus.

Tabelle 8-3 stellt die Transportkapazitäten der in Frage kommenden Verkehrsträger vergleichend dar.

Tabelle 8-3: Transportkapazitäten verschiedener Verkehrsträger

	Ladepkapazität [t]
Rohrleitung	nach Bedarf
Gastanker	10 000 bis 135 000
Binnenschiff	400 bis 6 000
Ganzzug CO ₂	1 000 bis 3 000
Ganzzug Kohle	800 bis 1 400
Lkw (Sattelaufleger)	20

Quelle: WI-Zusammenstellung

Im Falle der **Rohrleitung** erfolgt die Dimensionierung ohnehin entsprechend dem Transportbedarf, weshalb Pipelines prinzipiell die jeweils erforderliche Kapazität anbieten. Dies ist jedoch für einzelne Leitungen einfacher zu gewährleisten als für ein Netz, bei dem Teile der Rohrleitungen simultan für verschiedene Transportrelationen und Transportmengen genutzt werden, die zudem auch noch im Zeitablauf Veränderungen unterworfen sein können. Im Falle der anderen Verkehrsträger ist der Vergleich der Kapazitäten deshalb wichtig, weil je nach der Menge des zu transportierenden CO₂ u.U. eine Vielzahl von Fahrzeugbewegungen notwendig wird. Diese belasten nicht nur die jeweiligen Verkehrsnetze (Wasserstraßen, Schienennetz, Straßen), sondern auch die Anwohner der in Frage kommenden Anlagen und Strecken erheblich. Damit können Durchführbarkeit und Akzeptanz beeinträchtigt werden.

Bei Schiffen kommen sowohl Binnenschiffe als auch im Falle des Transportes zu maritimen Aquiferen Seeschiffe in Betracht. **Seeschiffe** können erhebliche Kapazitäten anbieten, sind dann aber wegen ihrer Abmessungen auf den Binnenwasserstraßen nur eingeschränkt oder gar nicht einsetzbar. Idealerweise werden Seeschiffe daher bei maritimer Ablagerung von CO₂ aus solchen Quellen eingesetzt, die ihren Standort an entsprechend dimensionierten Wasserwegen haben, eine Kombination, die die Potenziale stark einschränkt. Eine andere Möglichkeit zum Einsatz von Seeschiffen bei der maritimen Einlagerung besteht im Bau von Rohrleitungen zu Häfen, die von entsprechend dimensionierten Seeschiffen frequentiert werden können, oder in anderen Formen des kombinierten Verkehrs.

Für den Transport über **Binnenwasserstraßen** stehen Motortankschiffe mit einer Länge von 50–135 m, einer Breite von 6,6–17,0 m, einem Tiefgang von 2,2–4,0 m sowie einer Tragfähigkeit von 400–6 000 t zur Verfügung. Die Auswahl muss sich neben den Transportmengen vor allem an den auf der jeweiligen Strecke im Wasserstraßennetz engsten Stelle orientieren. Dies gilt bei Binnenschiffen insbesondere für die Schiffsbreite und den Tiefgang. Die maximale Brückendurchfahrtshöhe ist bei Binnenschiffen unbedeutend. Bei Küstenmotorschiffen spielt dagegen wegen der höher aus dem Wasser aufragenden Rumpfformen auch die Brückendurchfahrtshöhe eine Rolle.

Für den Flüssiggas-Transport auf hoher See sind Gastanker üblich. Hierbei gibt es unterschiedliche Designs und Spezifikationen. So kann zwischen Designs mit höherem Druck und begrenzt niedriger Temperatur und solchen mit geringem Überdruck und sehr niedrigen Temperaturen unterschieden werden (Hybridvarianten). Ein Beispiel für das erstgenannte Design ähnelt den derzeit für den Transport von Flüssiggas gebräuchlichen Tankschiffen mit einer Temperatur von –55 Grad Celsius und einem Druck von 6 bar. Bei den letztgenannten Designs wird das verflüssigte Erdgas bei geringem Überdruck (max. 230 mbar) und einer Temperatur von –164 °C bis –161 °C transportiert.

Hinsichtlich der Transportkapazität stellt etwa das Flüssiggas-Tankschiff Typ II der Klasse „Det Norske Veritas“ bei einer Länge von 145,70 m und einem Tiefgang von 9,70 m eine Ladekapazität von 12 500 m³ bereit (Thyssen-Nordseewerke 2005). Die von diesem Anbieter angebotenen Schiffsgrößen liegen bei einem Fassungsvermögen von rd. 10 000 bis 55 000 m³, was bei entsprechenden Temperaturen und Drücken annähernd der Tonnage entspricht. Darüber hinaus gibt es für den LNG-Transport (LNG = Liquefied Natural Gas) bereits deutlich größere Einheiten. Neben aktuellen LNG-Tankern mit 125 000–135 000 m³ Gesamtvolumen sind Schiffe mit bis zu 250 000 m³ Kapazität in Planung. Deren Einsatz erfordert allerdings entsprechend dimensionierte Häfen und einen Vorlauf mit anderen Verkehrsträgern, sofern die CO₂-Quellen nicht unmittelbar in Hafennähe ihren Standort haben.

8.4 Netzbildungsfähigkeit der Verkehrsträger

Ein weiterer entscheidender Faktor für den Einsatz der verschiedenen Verkehrsträger ist die so genannte Netzbildungsfähigkeit. Diese steht für die unterschiedliche Dichte der jeweiligen Verkehrswege, die deren Netz mehr oder weniger engmaschig macht und damit die Möglichkeit eines ungebrochenen Transportes mit diesem Verkehrsträger sowie die Länge der tatsächlich zurückzulegenden Strecke beeinflusst. Abgeschwächt wird die Bedeutung der Netzbildungsfähigkeit, wenn es sich um besonders kostensensitive Transporte handelt, da die Transporterfordernisse und -kosten dann bereits bei der Standortwahl prioritär berücksichtigt werden. Wichtig ist dies bereits für viele der für CCS in Frage kommenden Anlagen und insbesondere für Kraftwerke, die mit festen Brennstoffen befeuert werden. Dies gilt jedoch in besonderer Weise für CO₂, da dieses in den allermeisten Fällen keinen wirtschaftlichen Wert hat, sondern dessen Entsorgung bereits mit Kosten belastet ist. Beeinflussbar sind vor allem die neuen Standorte von CO₂-Quellen, während bei den Senken nur eine Auswahl aus grundsätzlich geeigneten Standorten in Betracht kommt, die durch den jeweiligen Verkehrsträger mehr oder weniger gut erschlossen sind.

Die höchste Netzbildungsfähigkeit weist in Deutschland die **Straße** auf. Die Wahrscheinlichkeit ist sehr hoch, dass die Standorte der Quellen und Senken bereits an das Straßennetz angeschlossen sind oder eine Erschließung mit begrenztem Aufwand geschaffen werden kann. Allerdings bedeuten die Transporte großer Mengen von CO₂ eine erhebliche Belastung der betroffenen Strecken des Straßennetzes, die neben der Vielzahl an Fahrzeugen auch in Straßenschäden und Belastungen des Umfeldes durch Lärm und Emissionen ihren Niederschlag findet. Unabhängig hiervon ist allerdings bereits wegen der relativ hohen spezifischen Kosten ein Straßentransport großer Mengen von CO₂ nicht anzunehmen.

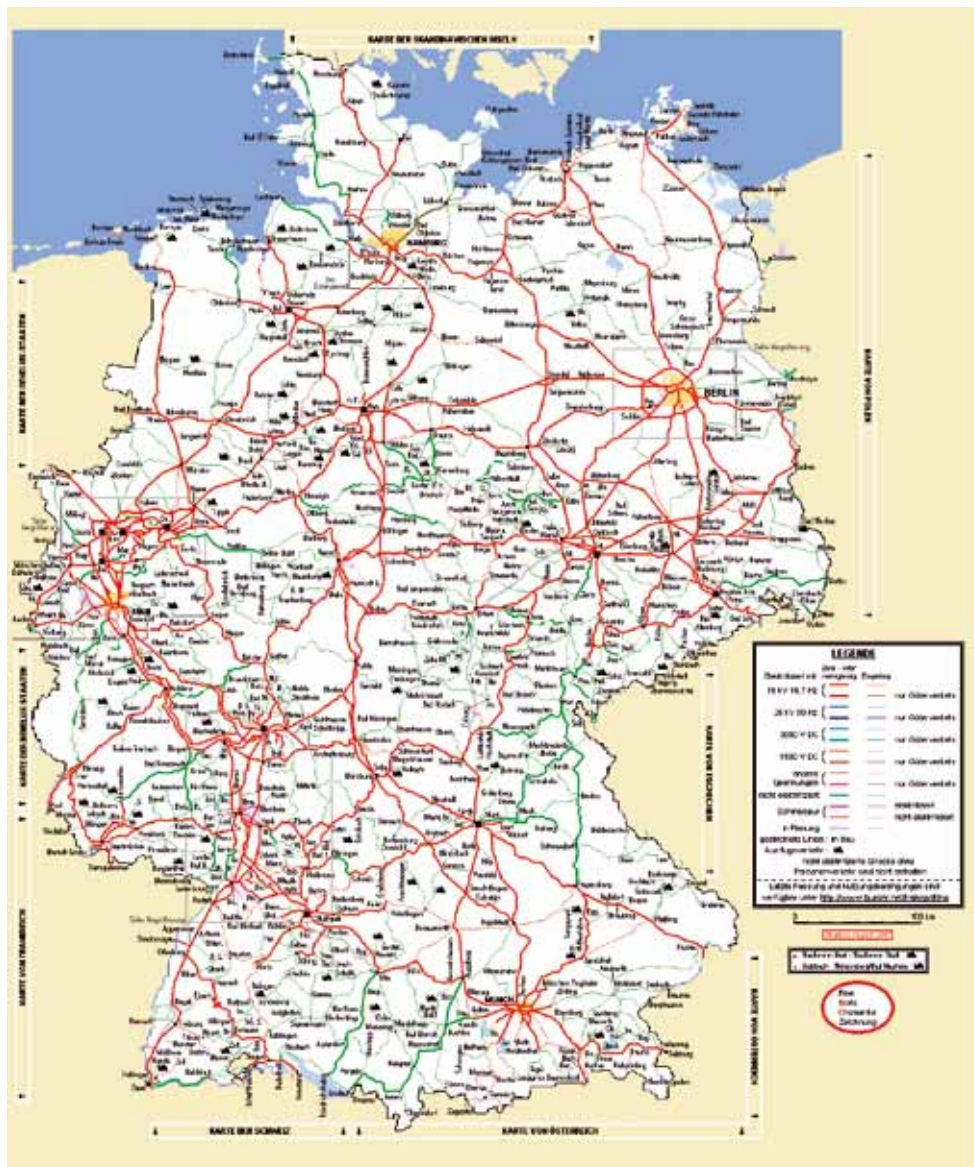


Abbildung 8-3:
Eisenbahnnetz in
Deutschland
Quelle: Ausschnitt aus
Chomenko (2005)

Das **Schienennetz** in Deutschland (siehe Abbildung 8-3) ist zwar deutlich weniger dicht als das Straßennetz, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass viele CO_2 -Quellen, wie etwa Kraftwerke, bereits über einen Gleisanschluss verfügen. Primär bedeutsam ist daher für den Transport von CO_2 auf der Schiene, ob die in Frage kommenden Senken über einen Gleisanschluss verfügen oder ob dieser mit überschaubarem Aufwand geschaffen werden kann. Hinsichtlich der Kapazität ist anzumerken, dass der Verkehr auf den Hauptstrecken des Schienennetzes teilweise sehr dicht ist, was jedoch insofern weniger bedeutend ist, als dass der Güterverkehr üblicherweise während der Nacht abgewickelt wird, womit Strecken und Zeiten mit Kapazitätsengpässen vermieden werden können. Je nach Lage der Strecke können durch den nächtlichen Verkehr allerdings Lärmprobleme verstärkt werden (z.B. alte Rhein-strecke), was die Akzeptanz solcher Verkehre beeinträchtigen kann.

Wie Abbildung 8-4 zeigt, ist das Netz der nennenswert schiffbaren **Wasserstraßen** in Deutschland nur von begrenzter Dichte. Während einige existierende CO₂-Quellen (z.B. Steinkohlekraftwerke) wegen der Belieferung mit Einsatzstoffen häufig nahe bei oder unmittelbar an Wasserstraßen ihren Standort haben, trifft dies für die Senken nur eingeschränkt zu. Zudem ist das Netz hinsichtlich der Schiffbarkeit nicht homogen. Vielmehr bestehen je nach Schiffstyp und -größe unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten. Im weiter verzweigten Fluss- und Kanalnetz sind teilweise nur kleinere Binnenschiffstypen einsetzbar.

Wie Abbildung 8-5 verdeutlicht, weist die Verkehrsdichte auf den deutschen Binnenwasserstraßen große Unterschiede auf. Dies liegt zum einen an den stark streuenden nautischen Bedingungen bezüglich Fahrwasserbreite und -tiefe. Zudem ist die überragende Bedeutung der Rheinschifffahrt auch durch die nieder-

Binnenwasserstraßen des Bundes

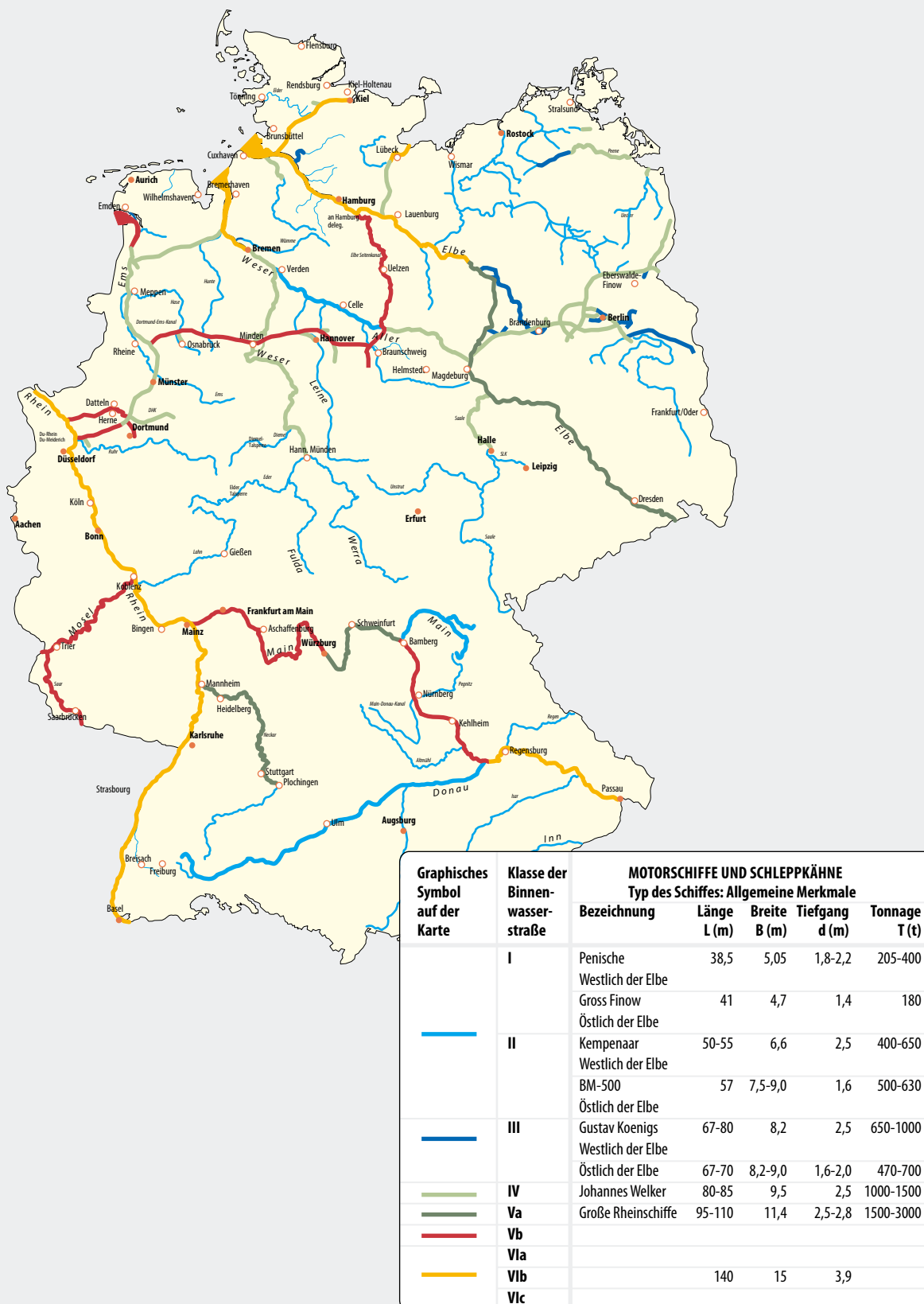


Abbildung 8-4: Binnenwasserstraßen des Bundes
Quelle: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen (2001)

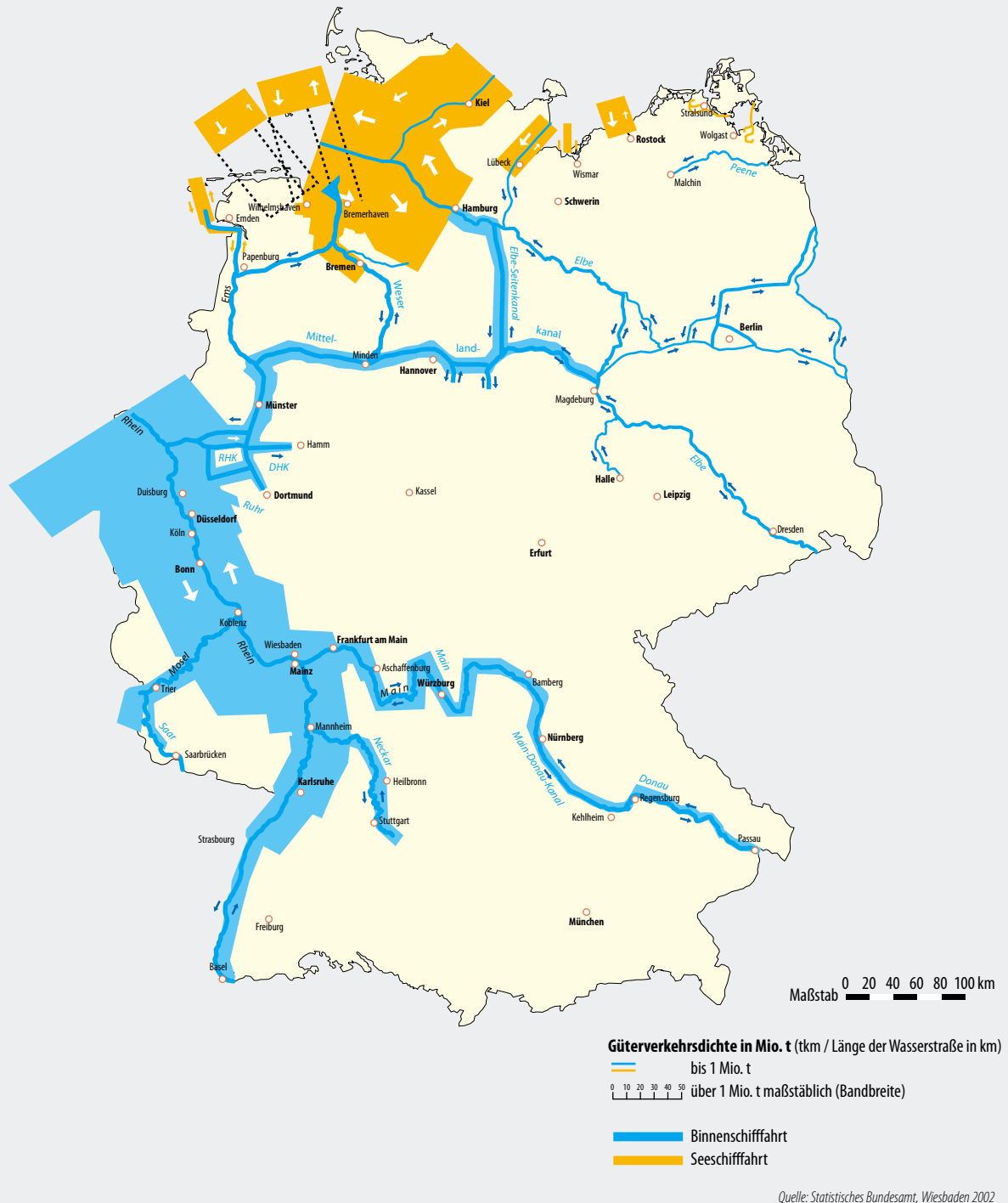
BUNDESWASSERSTRASSEN**Güterverkehrsdichte der See- und Binnenschifffahrt 2000 auf dem Hauptnetz der Bundeswasserstraßen**

Abbildung 8-5: Verkehr auf den Binnenwasserstraßen des Bundes

ländischen Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen bedingt, für die der Rhein als Verbindung zum Hinterland fungiert. Auch die mengenmäßig bedeutsamen Verkehre von Nord- und Ostsee nach Bremerhaven und Hamburg bzw. Kiel, Lübeck und Rostock gehen jeweils auf die Funktion als Seehafen zurück. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass die deutschen Binnen-

wasserstraßen über erhebliche freie Kapazitäten für den Transport von CO₂ verfügen (Petersen, Pastowski, Lelowski 1993). Da der Transport mit Schiffen zudem relativ kostengünstig abgewickelt werden kann, spricht vieles für diese Transportart, sofern die Lage von Quellen und Senken die Zugänglichkeit gewährleistet. Auch hinsichtlich der lokalen Umweltbelastungen ergeben

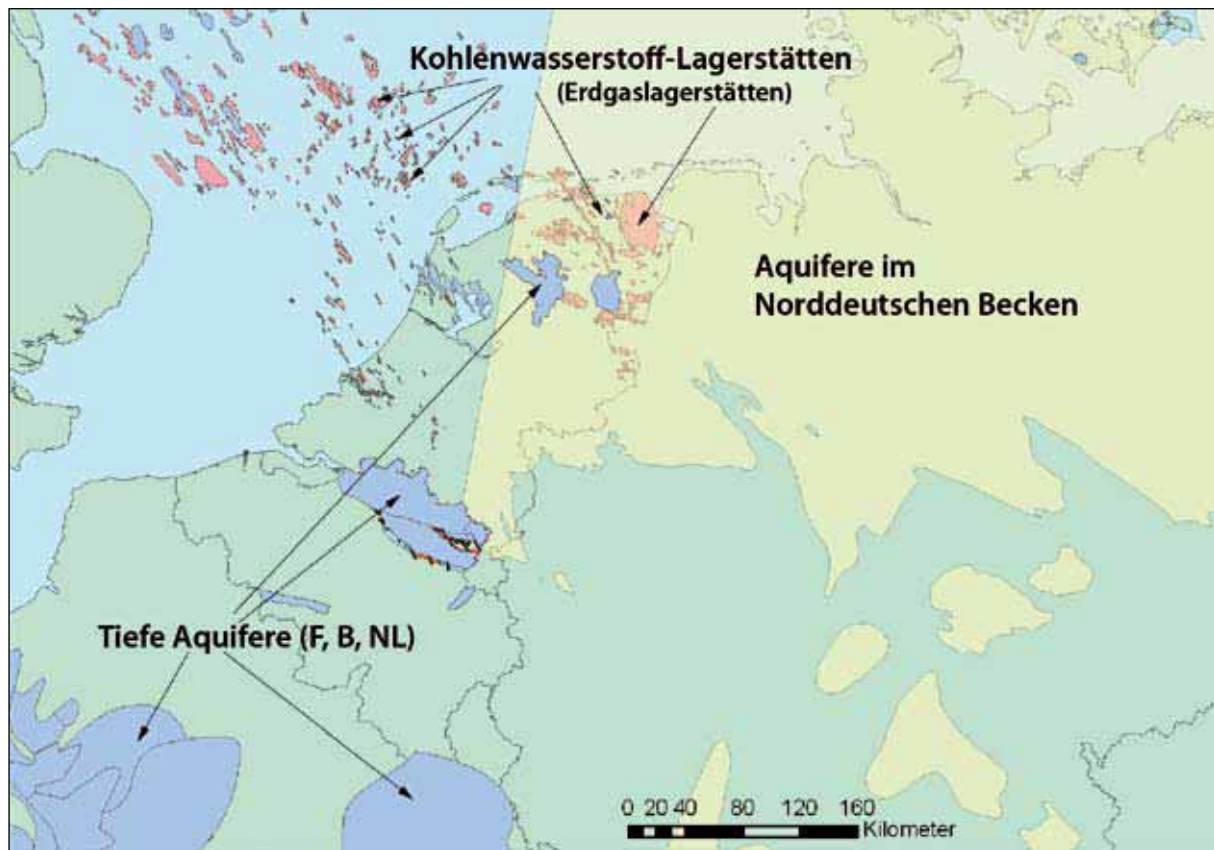


Abbildung 8-6: Verteilung von potenziellen CO₂-Speicherformationen

Der gelbe (beigefarbene) Bereich kennzeichnet die generelle Verbreitung tiefer Aquifere (> 1.000 m), die sich potenziell zur CO₂-Speicherung eignen könnten. Die blauen Bereiche kennzeichnen tiefe Aquifere in Frankreich und den Benelux-Ländern. Zusätzlich sind für die Niederlande die Kohlen-Wasserstoff-Felder (KW-Lagerstätten) aufgeführt. (Nach GESTCO 2004)

sich Vorteile (gegenüber dem Transport auf der Straße bzw. Schiene), da Wasserwege meist nicht in unmittelbarer Nähe von dichter besiedelten Gebieten liegen und Lärm, abgesehen von großen Schubverbänden auf dem Rhein, unbedeutend bleibt. Bei den Emissionen von Luftschadstoffen müsste primär auf technischem Wege analog zu Straßenfahrzeugen versucht werden, die Belastungen zu begrenzen.

Abbildung 8-3 verdeutlicht die gegenüber den Wasserstraßen größere Netzdichte der Eisenbahninfrastruktur, die größere Chancen für einen ungebrochenen Verkehr von der Quelle zur Senke eröffnet. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die existierenden Quellen fast alle und auch einige der Senken bereits über einen Gleisanschluss verfügen.

Insgesamt lässt sich also feststellen, dass die besonders massenleistungsfähigen Verkehrsträger Rohrleitung und Schifffahrt Nachteile bei der Netzbildungsfähigkeit aufweisen und Quellen und Senken nicht optimal oder – im Falle der Rohrleitungen – bislang gar nicht erschließen. Dies kann im Einzelfall erhöhte Investitionen für die Erschließung oder einen kombinierten Verkehr mit mehreren Verkehrsträgern zu entsprechend höheren Kosten erforderlich machen. Bei den für den CO₂-Transport geeigneten Rohrleitungen ist derzeit

von allen Verkehrsträgern die geringste Netzbildungsfähigkeit festzustellen. Während der Transport größerer Mengen CO₂ per Lkw wegen der nicht gegebenen Massenleistungsfähigkeit und aus Kosten- und Umweltschutzgründen Probleme aufwirft, müsste also ein Rohrleitungsnetz für den großmaßstäblichen Transport von CO₂ zwischen diversen Quellen und Senken erst in einer koordinierten Anstrengung geschaffen werden. Dies erfordert Zeit und entsprechende Investitionen.

8.5 Folgerungen

Die am Anfang dieses Kapitels aufgeworfenen Fragen werden, soweit dies nach dem heutigen Kenntnisstand möglich, ist hier zusammenfassend beantwortet.

Wo liegen zukünftige CO₂-Senken?

Die für die CO₂-Speicherung in Frage kommenden Optionen umfassen in Deutschland insbesondere leere Gasfelder und saline Aquifere. Die relevanten Speicher sind vor allem in Norddeutschland verortet: Gasfelder von West nach Ost in einem ca. 100 km breiten Gürtel

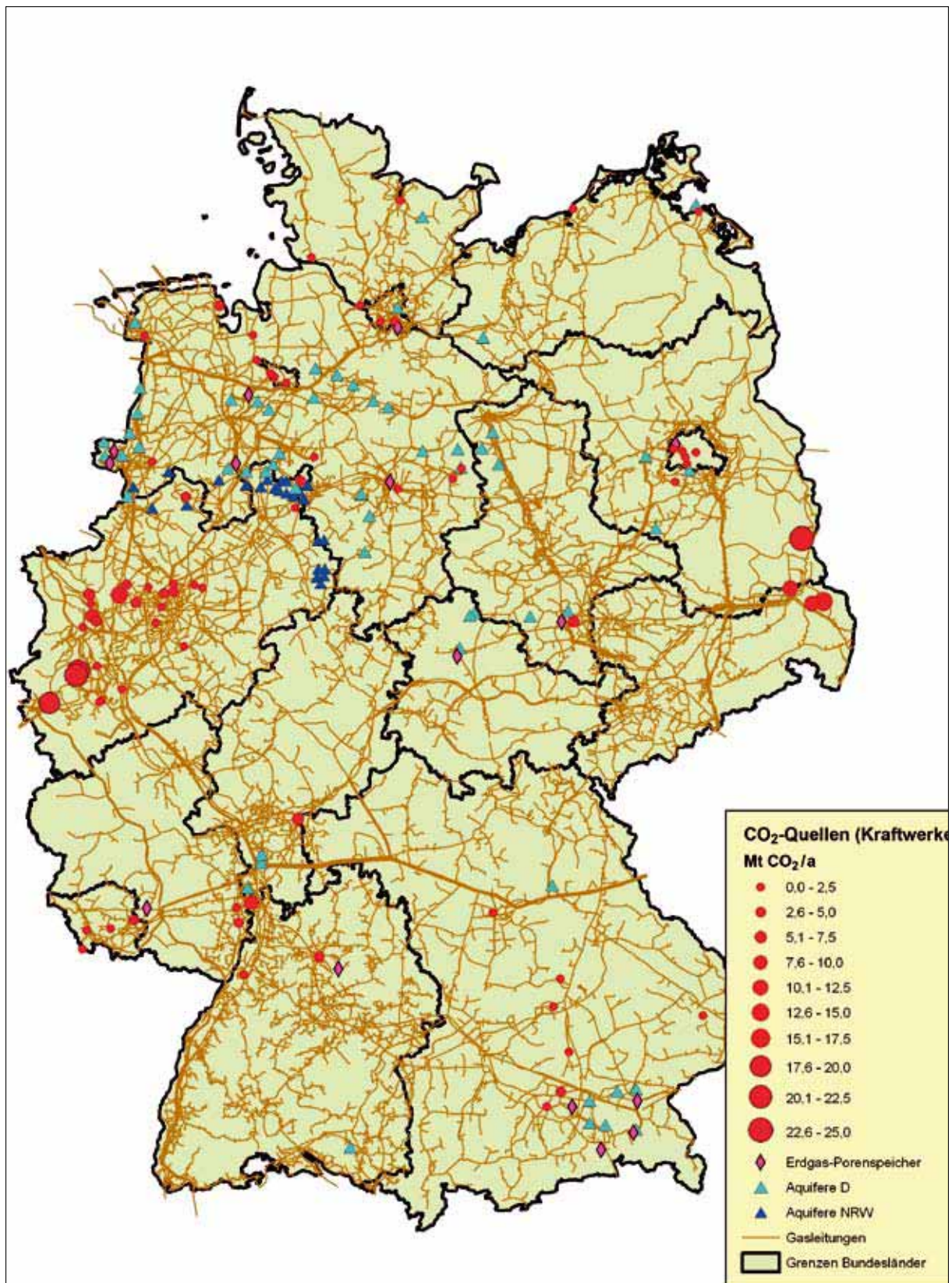


Abbildung 8-7: CO₂-Quellen (Kraftwerke) und -Senken (Aquifere und Erdgasspeicher) und vorhandenes Erdgaspipelinesnetz in Deutschland

vom Emsland bis zur Altmark, saline Aquifere schwerpunktmäßig im Norddeutschen Becken. In Abbildung 8-6 sind auch die potenziellen Senken der westlichen Nachbarländer verzeichnet. Hier wäre eine zukünftige Kooperation mit der Nutzung von Speichern auch über die eigenen Landesgrenzen hinweg denkbar, insbesondere für Nordrhein-Westfalen. Von Bedeutung ist dies vor allem für die großen Punktquellen im Ruhrgebiet sowie im rheinischen Braunkohlerevier.

Der gelbe (beigefarbene) Bereich kennzeichnet die generelle Verbreitung tiefer Aquifere ($> 1\,000\text{ m}$), die sich potenziell zur CO_2 -Speicherung eignen könnten. Die blauen Bereiche kennzeichnen tiefe Aquifere in Frankreich und den Benelux-Ländern. Zusätzlich sind für die Niederlande die Kohlen-Wasserstoff-Felder (KW-Lagerstätten) aufgeführt. (Nach GESTCO 2004)

Wann können zukünftige Senken erschlossen werden?

Einige Erdgasfelder sind bereits erschöpft und dienen zum Teil als Erdgaszwischenpeicher, so z.B. der unterirdische Erdgasspeicher der WINGAS in Rehden. Er ist der größte Gasspeicher in Westeuropa und verfügt über rund ein Fünftel der gesamten in Deutschland vorhandenen Erdgas-Speicherkapazität. Weitere Lagerstätten werden in den nächsten 10–20 Jahren erschöpft sein und könnten dann, entsprechende Eignung vorausgesetzt, als CO_2 -Speicher dienen.

Wann werden die CO_2 -Senken erschöpft sein?

Die Speicherpotenziale der erschöpften Erdgaslagerstätten und der salinen Aquifere betragen zwischen 14 und 30 Gt. Je nach Bezugsgröße (siehe auch Kap. 7.3) ergeben sich daraus unterschiedlich lange zeitliche Verfügbarkeiten bis zum vollständigen Auffüllen aller Speicher. Setzt man beispielsweise die jährlichen Emissionen aller Industrieanlagen und Kraftwerke (Verbrennungsanlagen $> 50\text{ MW}$) mit einer Emissionsrate oberhalb von 1 Megatonne pro Jahr an, dies waren in der Summe 343,41 Mt/ CO_2 in 2004², so ergibt sich daraus rein rechnerisch ein Speicherzeitraum von 41 bis 87 Jahren³. Tiefe Kohleflöze sind zwar eine weitere Option, da aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch völlig offen ist, ob und wann und in welchem Umfang sie möglicherweise genutzt werden können, wurden Sie hier nicht berücksichtigt.

Wo liegen zukünftige Kraftwerksstandorte (verbrauchernah, verkehrsnetz nah, senkennah, zentral, dezentral)?

Die bisherigen Kraftwerksstandorte wurden nach verschiedenen Optimierungsparametern gewählt: Braunkohlekraftwerke liegen aufgrund der hohen Transportintensität des Brennstoffs beispielsweise brennstoffnah in den Braunkohlerevieren im Rheinland bzw. in der Lausitz (in Abbildung 8-7 als die größten CO_2 -Punktquellen erkennbar), da ein weiter Transport der niederkalorigen Kohle nicht lohnt. Steinkohlekraftwerke wurden hingegen näher an die Verbrauchsschwerpunkte großer Städte bzw. Industrieansiedlungen (insbesondere im Ruhrgebiet) gebaut. Sie sind außerdem – zur kostengünstigen und massenhaften Anlieferung der Steinkohle – i.d.R. auf eine gute Verkehrsanbindung per Binnenschifffahrt angewiesen. Zur effizienten Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung werden mittelgroße bzw. kleinere Kraftwerke (auf Kohle- oder Erdgasbasis) dezentral direkt in die Nähe von Wärmesenken gebaut (Wohnsiedlungen, Stadtteile, Industrieanlagen). Bei zukünftigen CCS-Kraftwerken kommt mit der Entfernung zur bzw. Lage der CO_2 -Senke ein weiterer Parameter bei der Standortwahl eines neu zu bauenden Kraftwerks ins Spiel. Inwieweit dies tatsächlich Einfluss auf die Standortwahl haben wird, bleibt abzuwarten, da die eingangs genannten übrigen Faktoren (Brennstoffnähe, Verbrauchernähe, Verkehrsanbindung) ihre Wirkung behalten. Letztendlich wird eine Abwägung unter ökonomischen Gesichtspunkten zu einer Standortentscheidung führen. Bei neuen Kraftwerksstandorten werden eventuell auch Fragen der Akzeptanz eine Rolle spielen und die Erschließbarkeit neuer Kraftwerksstandorte einschränken.

Was wird transportiert (CO_2 , Strom, H_2)?

Auch diese Frage wird in erster Linie unter ökonomischen Gesichtspunkten zu beantworten sein. Sie ist direkt verknüpft mit der Standortwechselbeziehung von CO_2 -Quelle und Senke. Belässt man die Kraftwerksstandorte brennstoffnah (Braunkohle) bzw. relativ verbrauchernah (Steinkohle), so muss das CO_2 zu potenziellen Speichern transportiert werden. Würde man zukünftig die Kraftwerke direkt an einen CO_2 -Speicher bauen, so würde sich die Menge an zu transportierendem Strom erhöhen. Geht man in einem dritten Ansatz von einer Dekarbonisierung der Brennstoffe am Speicherstandort aus (d.h. Kohlevergasung bzw. Erdgasreformierung zu H_2), so würde dies den Transport von CO_2 und Strom aufheben bzw. reduzieren, aber gleichzeitig den Transport von H_2 erforderlich machen. Ähnlich wie beim Kraftwerksneubau kann auch bei der Realisierung neuer Leitungsnetze (Strom, CO_2 oder H_2) die Akzeptanz für die Infrastrukturüberlegungen von entscheidender Bedeutung sein. Diesbezügliche Erfahrungen liegen noch nicht vor.

2 Quelle: Europäisches Schadstoffregister EPER (www.eper.de)

3 Diese Abschätzung vernachlässigt jedoch den zum gegenwärtigen Zeitpunkt realistisch erscheinenden um 30 Prozent erhöhten CO_2 -Ausstoß für die zusätzlichen Energieaufwendungen in der gesamten CCS-Prozesskette. Mit Berücksichtigung der zusätzlichen CO_2 -Emissionen würde sich die maximale Speicherverfügbarkeit auf 31 bis 67 Jahre reduzieren.

Wie wird CO₂ transportiert?

Für den CCS-Einsatz kommen aus ökonomischer, energetischer und ökologischer Sicht in erster Linie die Pipeline und der Schiffstransport in Frage. Der Transport per Bahn wäre nur mittels Kapazitätsausbaus möglich und der LKW-Transport wäre aufgrund der geringen Ladekapazität, der Umweltbelastungen und des ohnehin überlasteten Straßennetzes nur übergangsweise, beispielsweise für Pilotprojekte, akzeptabel.

Welche Infrastruktur wird benötigt?

Für den CO₂-Transport per Pipeline müsste ein völlig neues Rohrleitungsnetz verlegt werden. In Einzelfällen wird es evtl. möglich sein, vorhandene Erdgasleitungen bzw. deren Trassen zu nutzen. Je nach Leitungslänge und Vordruck werden einzelne Verdichteranlagen benötigt. Für den Schiffstransport müssten neue Tanker konzipiert werden mit großem Ladevolumen und der nötigen Be- und Entladeinfrastruktur inklusive Zwischenspeicher in der Nähe der Hafenanlagen.

Tabelle 8-4: Abschätzung der für CCS erforderlichen jährlichen beladenen Fahrzeugbewegungen bei einem 700 MW IGCC-Steinkohlekraftwerk

Transport-Medium	Ladekapazität [t]	Anzahl zusätzlicher Transporte pro Jahr	
		CO ₂	Kohle
Gastanker	10 000	340	–
	135 000	25	–
Binnenschiff	400	8 500	–
	6 000	570	–
Ganzzug CO ₂	1 000	3 400	–
	3 000	1 130	–
Ganzzug Kohle	800	–	289
	1 400	–	164
Lkw (Sattelaufzieger)	20	170 000	–

Quelle: Eigene Abschätzungen

8.6 Transport-Fallbeispiel für ein 700 MW-Steinkohlekraftwerk

Um die Größenordnungen der von CCS induzierten Gütertransporte einschätzen zu können, ist es zunächst sinnvoll, eine Abschätzung der erforderlichen Transporte für ein Beispielkraftwerk vorzunehmen. Auf diese Weise können bereits wenig aussichtsreiche Varianten der Transportdurchführung identifiziert werden.

Das folgende Beispiel in Tabelle 8-4 schätzt für ein 700 MW_{el}-IGCC-Steinkohlekraftwerk (7000 Volllaststunden) die durch CCS bedingten Fahrzeugbewegungen für den Transport von CO₂ und für den zusätzlichen Transport von Kohle ab. Die angenommenen jährlichen Transportmengen liegen bei rd. 3,4 Mio. t CO₂ und rd. 230 000 t zusätzlicher Steinkohle (vgl. Tabelle 8-2). Für die verschiedenen Verkehrsträger werden – soweit sinnvoll – Bandbreiten höheren und niedrigeren Ladekapazitäten angegeben.

Natürlich müssen hierbei noch die erforderlichen Leerfahrten berücksichtigt werden, da für diese nur in Ausnahmefällen entsprechende Ladungen zur Verfügung stehen, weshalb letztlich von annähernd der doppelten Zahl an Fahrzeugbewegungen auszugehen ist. Zugleich impliziert die Zahl der Fahrzeugbewegungen keine Aussage über die dabei zurückgelegten Transportstrecken, die von den Bedingungen im Einzelfall abhängig sind. Das Gleiche gilt für die für den Transport einzusetzende Zahl an Fahrzeugen, die vom genauen Fahrzeugtyp, von der Entfernung, der Geschwindigkeit und weiteren Faktoren abhängig ist.

Bereits an dieser Stelle wird erkennbar, dass der Transport per Lkw neben den hohen Kosten auch wegen der immensen Zahl der Fahrzeugbewegungen keine brauchbare Variante ist. Dies liegt insbesondere daran, dass im Umfeld der Quellen und Senken sowie entlang der Strecken mit erheblichen Verkehrsbelastungen gerechnet werden muss. Kalendertäglich wäre an den Quellen und Senken mit einem Aufkommen von rd. 930 an- und abfahrenden Schwerlast-Lkw zu rechnen.

Auch der Transport mit kleinen Binnenschiffen mit 400 t Ladekapazität würde zu erheblichen Belastungen führen. So wären kalendertäglich rd. 23 Binnenschiffe dieses Typs abzufertigen. Bei der weiteren Betrachtung und szenarioförmigen Analyse können daher solche Fälle ausgeklammert werden. Der Transport der zusätzlichen Kohle wird – im Vergleich zum CO₂-Transport – geringere Auswirkungen haben, weil die Mengen überschaubarer bleiben und die Anlieferung ohnehin bereits per Schiff oder Ganzzug erfolgt. Dennoch nimmt auch dieses zusätzliche Transportvolumen (pro 700 MW_{el}-Kraftwerk ein zusätzlicher mit Kohle beladener Ganzzug alle ein bis zwei Tage) eine nicht zu vernachlässigende Größenordnung ein.

Die eventuell erforderlichen Transporte von Aminen für die MEA-Wäsche sind gegenüber diesen Transportvolumina mengenmäßig weitgehend unbedeutend. Anders als bei Kohle und CO₂ würde es sich allerdings bei MEA um Gefahrguttransporte handeln.

Kapitel 9

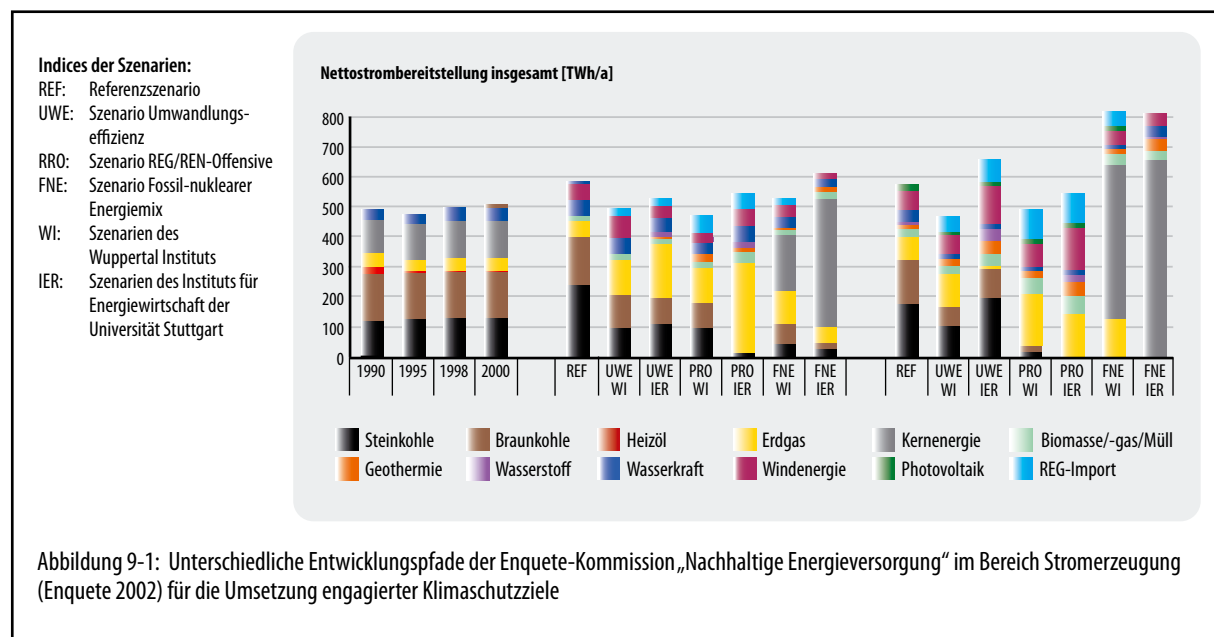
Kriterien für eine vergleichende Bewertung von CCS

Im Rahmen der Arbeiten wurde ein Kriterienkatalog erstellt, der eine systematische Bewertung verschiedener CCS-Technologien mit grundlegend anderen Technologiepfaden wie Energieeffizienz und regenerativen Energien ermöglicht. Diese Kriterien sind vielfältig und lassen sich nach folgenden Aspekten kategorisieren:

- **Ökologische Kriterien**
 - Umweltwirkungen gemäß Ökobilanz,
 - energetische Effizienz,
 - sonstige Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt).
- **Ökonomische Kriterien**
 - Kosten

- Kompatibilität mit der bestehenden Struktur bzw. mit möglichen zukünftigen Entwicklungslinien,
- Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen),
- Auswirkungen auf Importabhängigkeit,
- Sicherheitspolitische Implikationen.

In den folgenden Kapiteln werden einige dieser Aspekte beispielhaft beleuchtet und weiter vertieft. Eine zusammenfassende kriterienbasierte Gegenüberstellung von CCS und potenziellen regenerativen Alternativen, für die ein ähnliches zeitliches Entwicklungsfenster zu erwarten ist, findet sich in Tabelle 9-1.



- **Energiewirtschaftliche und sonstige Kriterien**
 - Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F&E-Aufwendungen,
 - Kompatibilität mit dem Kraftwerksersatzbedarf,
 - Akzeptanz,
 - (Technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz,
 - industriepolitische Chancen,
 - Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer (im deutschen Rahmen nicht relevant),

Wie die bisherigen Analysen zeigen, steht CCS großtechnisch vermutlich erst ab etwa 2020 für den Einsatz im Kraftwerksbereich zur Verfügung. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, mit welchen Technologien CCS aus energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Sicht konkurriert. Aus den Arbeiten der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ können aus dem dort durchgeführten konkurrierenden Gutachterverfahren drei unterschiedliche Pfade im Bereich Stromerzeugung für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 abgeleitet werden:

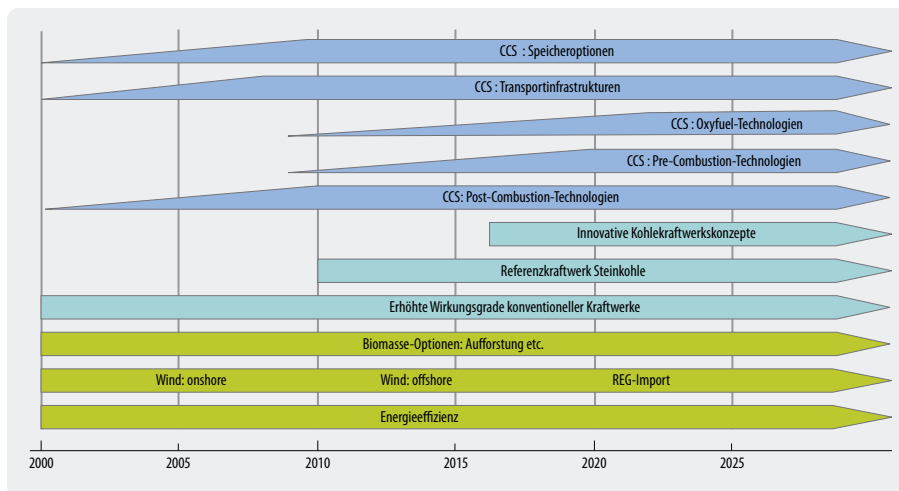


Abbildung 9-2: Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit

1. Die großtechnische Umsetzung der CO₂-Abtrennung und Speicherung¹,
2. die Implementierung eines REG-Verbundsystems zwischen Westeuropa und dem nördlichen Afrika auf der Basis großtechnischer regenerativer Erzeugungsoptionen sowie die starke Nutzung dezentraler REG-Optionen, die weitgehende Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen und
3. eine Renaissance der Kernenergie.

Dabei handelt es sich um Schwerpunktstrategien, die außer Option 2 nicht allein die vorgegebene Treibhausgasreduzierung realisieren lassen (so ist in den Szenarien 1 und 3 ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien und eine zumindest teilweise Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale unterstellt), die aber doch einen ganz maßgeblichen Beitrag dazu leisten könnten.

Bei allen der oben aufgeführten Kriterien sind aus heutiger Sicht noch offene Fragen erkennbar, die einer möglichst zügigen Klärung bedürfen. Auch wenn sich die drei genannten Strategien zum Teil miteinander kombinieren lassen, scheint doch eine baldige Grundentscheidung unvermeidlich, in welche Richtung der Umbau des Energiesystems hauptsächlich erfolgen und damit der anstehende Kraftwerksersatzbedarf gesteuert werden soll. Geht man auch weiterhin von der derzeitigen Beschlusslage für die Kernenergie aus – was angesichts der nicht geänderten gesellschaftlichen Akzeptanz gerechtfertigt erscheint – so deutet sich bei zentralen Erzeugungsoptionen hauptsächlich eine „Konkurrenzsituation“ zwischen CCS und der großtechnischen Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien an (inkl. Import aus dem Ausland).

Die nachfolgenden Kapitel beschäftigen sich vor diesem Hintergrund neben den zuvor genannten Kriterien vor allem auch mit folgenden Fragestellungen:

- Bis wann sind großtechnische Lösungen verfügbar?
- Wie passt das Technologieangebot (Entwicklungshorizont) auf der Zeitachse zusammen mit dem Kraftwerksneubaubedarf?
- Wie ist die ökonomische Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Optionen einzuschätzen und wie ändert sich dieses Verhältnis ggf. auf der Zeitachse (z.B. im Zuge steigender fossiler Energieträgerpreise)?
- Welche Impulse können von einer Umsetzung auf die internationale Ebene ausgehen?

Vergleichbare Fragen stellen sich auch für die globale Ebene. Eine entsprechende Analyse wird im Vertiefungsteil in Kapitel 15 durchgeführt.

Abbildung 9-2 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die mögliche zeitliche Verfügbarkeit verschiedener Technologien, die einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten könnten. Mit Blick auf die erneuerbaren Energien, die im Rahmen dieser vergleichenden Untersuchung im Fokus stehen sollen, macht Abbildung 9-2 deutlich, dass auf zeitlicher Ebene vor allem eine maßgebliche Konkurrenzsituation zwischen CCS und der großtechnischen Erschließung der Offshore-Windenergie sowie dem Einstieg in REG-Importverbundsysteme (basierend u.a. auf solarthermischen Kraftwerken) besteht. Nachfolgende Kapitel beziehen sich daher vor allem auf einen Vergleich dieser Technologieoptionen.

¹ Für die CO₂-Abtrennung und Speicherung wurde am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 von einem jährlichen Umfang von 202 bis 260 Mio. t ausgegangen. Kumuliert betrachtet erreicht die zu speichernde Menge an CO₂ im Jahr 2050 eine Größenordnung von 2 020 bis 4 500 Mio. t (vgl. Enquete 2002).

Tabelle: 9-1 Darstellung der Bewertungskriterien für verschiedene Optionen der CO₂-Vermeidung

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Energetische Effizienz	Sinkt im Vergleich zu konv. Stromerzeugung (20–30 % Wirkungsgradeinbuße)		Transportverluste (ca. 10 % auf 3.000 km bei HGÜ)
Kosten in ct_{EUR}/kWh	abhängig von Technologie (ca. 6–8 ct/kWh in 2020)	Ist: 6–10 ct/kWh, Zukunft: 4–6 ct/kWh	Ist: ca. 15 ct/kWh Zukunft: 5–10 ct/kWh
Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)	Eingriffe in Ökosysteme durch verstärkten Abbau von Energieträgern (insbes. Kohle), durch Trassenbau für CO ₂ -Pipelines; stärkere Umweltverschmutzung durch Steigerung der Energie- und CO ₂ -Transporte (Kohleschiffe, CO ₂ -Schiffe etc.); Umweltauswirkungen durch toxische Waschsabstanzen (z.B. MEA) bei Rauchgaswäsche	Störung benthischer Ökosysteme, evtl. Beirung von Walen durch Infraschall; Anthropozentrische Argumentation: Schaffung neuer Ökosysteme könnte auf Fischbestände positiv wirken (Hartschubstraten bilden neue Siedlungschancen für Muscheln etc.; beruhigte Zone in Windparks kann als Kinderstube für Meeresorganismen dienen; Fischereifreie Zone). Kabellegung: Eingriff in benthische Fauna	Anlagenstandort: In Wüstengebieten Eingriffe in Ökosysteme (Bodenverschattung durch Kollektoren kann jedoch auch positive Auswirkungen haben) HGÜ: Eingriffe vergleichbar anderen Stromleitungen, vor allem Beeinflussung des Landschaftsbildes
Rohstoffeinsatz bzw. Materialverbrauch	Je nach Technologie. Erhöhter Energieverbrauch, erhöhter Materialeinsatz aufgrund Add-on-Charakter von Post-Combustion-Technologien. Ausweitung der Produktion fossiler Energieträger hat Auswirkungen auf Produktionsdynamiken (Verfügbarkeiten)	Keine Ressourcenbelastung während Betrieb. Materialverbrauch für Anlagenbau und Netzanbindung	Keine Ressourcenbelastung während Betrieb. Materialverbrauch für Anlagenbau und Netzanbindung
Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F&E-Aufwendungen	Frühestens 2020	Anlagen sind marktreif, es existieren bereits Offshore-Windparks; Probleme entstehen möglicherweise durch Finanzierungs- und teilw. Genehmigungsengpässe. Keine Langzeiterfahrungen mit großen Offshore-Anlagen System- und Netzanbindung mit hohen Anforderungen verbunden	Anlagen (Solarthermische Kraftwerke) sind technologisch marktreif. Aufgrund erhöhter Gesteigungskosten und starker Subventionierung fossiler Energieträger in den Zielländern Finanzierung bisher schwierig (geringe Rendite im Vgl. zu konventionellen KW bei konservativer Einschätzung zukünftiger Brennstoffbeschaffungskosten). Planungen von HGÜ-Trassen dauern mehrere Jahre, deshalb Einsatzfähigkeit des Stromferntransports frühestens ab 2010 – 2015. Technologie könnte allerdings bereits früher eingesetzt werden, dann zur Versorgung der jeweiligen Staaten, in denen STK errichtet werden
Kompatibilität mit Kraftwerksersatzbedarf	Einsatz kommt zu spät für die erste Welle des Ersatzprogramms von KW (2020 ist ein großer Teil des alten Parks in Deutschland bereits ersetzt)	Könnte einen Teil des Ersatzbedarfs bereitstellen gemäß der Ausbaustrategie des BMU (25 GW bis 2020–2030)	Bei sofortiger Umsetzung könnten ggf. noch erste Anteile des Ersatzbedarfs durch REG-Stromimporte gedeckt werden
Potenziale und deren geografische Verteilung	Rohstoffpotenziale abhängig von geologischer Verfügbarkeit Produzierbarkeit im Zeitverlauf tolerierbaren Begleiteffekten (Umweltbelastung etc.) Einzelanalysen erforderlich (nach Lieferländern und Infrastrukturen) CO ₂ -Speicherpotenziale regional unterschiedlich vorhanden	25.000 MW	nach europäischen Maßstäben unbegrenzt Theoretisch notwendige Wüstenfläche zur kplt. Stromversorgung Deutschlands: 45 km ² Theoretisches Gesamtpotenzial in Maghreb-Staaten: Vielfaches des Weltstrombedarfs

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Akzeptanz	Bisher unklar, wird u. a. von Argumentationsstrategie abhängen	Hoch (entgegen den Befürchtungen der Tourismusbranche auch in Ferienregionen)	Bisher unklar. Akzeptanz von REG aber sehr hoch; REG-Stromimport in der Gesellschaft wenig bekannt und thematisiert, Ggf. Akzeptanzprobleme beim HGÜ-Bau
Realisierbarkeit	Bisher bestehen noch strukturelle Unklarheiten bzgl. des Regulierungsrahmens (u.a. Einbindung in internationalen Emissionshandel) sowie rechtlicher Aspekte	Teilweise noch standortabhängige und infrastrukturelle Unklarheiten	Standortabhängige Unklarheiten. Umsetzung von STK bereits seit 1980er-Jahren erfolgt (> 350 MW in USA), weiterer Ausbau in Umsetzung oder Planung (Spanien > 100 MW in Umsetzung, mehrere STK in N-Afrika in Planung)
a) Technische Herausforderungen	Im Rahmen des o. g. Zeitrahmens technisch realisierbar	Wird bereits umgesetzt. Erste Erfahrungsberichte zu technologischen Aspekten liegen vor, aber noch keine Langzeitstudien. Netzanbindung problematisch	Im Rahmen des o. g. Zeitfensters technisch realisierbar. Für spätere Erschließung weiterer Potenziale (Standorte ohne Kühlwasseranbindung) ist die Entwicklung von Trockenkühlung erforderlich
b) Rechtlicher Rahmen	Rechtl. Status von CO ₂ noch nicht widerspruchsfrei geklärt: Einstufung von CO ₂ als Abfall würde Speicherung begrenzen	Genehmigungsverfahren laufen, Umsetzung erfolgt	Offene Problemlage: Querung zahlreicher Länder. Aufgrund geringer Umweltprobleme sollten rechtliche und Regulierungsfragen von geringer Relevanz sein, Akzeptanz Netzinfrastuktur unklar
c) Weitere Aspekte	Tlw. Probleme zu erwarten bei: räumlich eingegengten KW-Standorten (Abscheide-Einheit könnte nicht angebaut werden) Trassenlegung für CO ₂ -Pipeline schwierig zu bewerkstelligen in bevölkerungsreichen Regionen	Tlw. Konflikte mit Naturschutz (Kabellegung durch Schutzgebiete). Ansonsten kompatibel mit Regulierungsrahmen (Genehmigungen wurden bereits erteilt).	
(Technologische) Impulse für den welt-weiten Klimaschutz	vorhanden	Verbreitungspotenzial auch für Entwicklungsländer ist hoch. Wartung von Anlagen tlw. anspruchsvoll	Großtechnische Einführung z. B. von STK eröffnet Chancen für den Einstieg in eine regenerative H ₂ -Wirtschaft. Weitere Impulse durch Kombination mit Meerwasserentsalzung oder sonst. Abwärmennutzung (z. B. solare Kälte und solare Prozesswärme)
Industriepolitische Chancen	D ist bisher kein Markt- bzw. Forschungsführer bei CCS, aber führend im konventionellen Kraftwerksbau. Technologieangebot wird voraussichtlich bei Großkonzernen bleiben (Siemens, Linde, Alstom etc.)	Bei Windkraft gehört D zu den Weltmarktführern (zusammen mit Dänemark). Starke mittelständische Betriebe sind entstanden; zunehmende Tendenz zur Marktkonzentration	Bei solarthermischen Kraftwerken gehören deutsche Unternehmen zu den Führern (zusammen mit Spanien und tlw. USA) Trassenlegung: z. B. Siemens
Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer	Möglich. Fraglich ist, ob Technologien robust genug sind, um auch in Entwicklungsländern optimal zu funktionieren (evtl. geringer Ausbildungsstand von Technikern etc.)	Einbindung von Entwicklungsländern als Exportmärkte böte für deutsche Unternehmen große Chancen	Einbindung von Entwicklungsländern als Exportmärkte böte für deutsche Unternehmen große Chancen. Technologien sind vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken (plus Kollektorfelder, deren Wartung und Betrieb relativ einfach handhabbar ist). Insbesondere in kombinierter Abwärmennutzung zur Meerwasserentsalzung sehr hohe Anwendungspotenziale in Entwicklungsländern

Kriterien	CCS	REG: Wind Offshore	REG-Import: Solarstrom aus Nordafrika
Kompatibilität mit der bestehenden Struktur (z.B. Lastwechselverhalten) bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien	Trotz steigender Erfahrungen und Steigerung der Anlagenzuverlässigkeit werden CCS-Technologien zu einer Inflexibilisierung des Stromsystems führen (läuft der zunehmenden Flexibilisierung durch Einbindung von REG entgegen). Ausnahme könnte IGCC mit Auskoppelung speicherbarer Gase sein	Wirft Herausforderungen auf bzgl. Netzausbau aus Richtung der Küsten zu den großen Verbrauchszentren. Nur bedingt grundlastfähig. Grundlastfähigkeit durch Speichertechnologien möglich (Speicherung als H ₂ oder andere Optionen; Einstieg in regenerative H ₂ -Wirtschaft strukturell möglich)	Durch Einsatz von Wärmespeichern Grundlastfähigkeit gegeben. Ohne Speicher: Zufuhrung mit Erdgas stellt Grundlastfähigkeit her. Gute Koinzidenz von Stromangebot und –nachfrage (Lastspitze durch Klimatisierungsbedarf in Zielländern ist bei starker Solarstrahlung besonders hoch)
Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter bzw. fluktuierender Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von CCS-KW sein	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von Offshore-Windparks sein	Als Option zentralisierter Erzeugung nur bedingt kompatibel mit dezentralisierter Erzeugung. Bestimmender Faktor wird die Regelbarkeit von STK sein; hierbei müssten auch die lokalen Abnehmer vor Ort einbezogen werden
Auswirkungen auf Importabhängigkeit	Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern wird noch stärker steigen als dies ohnehin der Fall ist	Reduziert Importabhängigkeit je nach Ausbaugrad	Wird Importabhängigkeit nicht vollständig reduzieren, sondern von Primärenergieträgern (Kohle, Erdgas, ggf. Öl) auf Strom verlagern. Grad der Schwere der Abhängigkeit hängt von der Gestaltung neuer Kooperationstypen ab.
Sicherheitspolitische Implikationen	Anfälligkeit des Energiesystems als Ganzes steigt. Pipelines und Schifffahrtsstraßen sind attraktive Ziele für terroristische Angriffe	E-System wird intrinsisch sicherer durch Nutzung zahlreicher kleiner Anlagen im Verbund als Windpark (wenige MW pro Anlage). Attraktivität für terroristische Angriffe gering	Anfälligkeit des Energiesystems als Ganzes steigt ggf.. HGÜ-Trassen könnten attraktive Ziele für terroristische Angriffe darstellen. Versorgungsunterbrechung: akut bei Beeinträchtigung der Trassen und der STK.
Verbleibende Aspekte		Ausfallrisiken durch Havarien	Grundsätzlich müsste eine Diskussion geführt werden, ob die HGÜ-Durchleitung bis nach D obligatorisch ist oder ob nicht eine einfache, vermaschte Einspeisung an den Grenzen des europäischen Netzes ausreichend ist (der infrastrukturelle Aufwand wäre erheblich geringer)

Kapitel 10

Ökobilanzen (Life Cycle Assessment) für ausgewählte CCS-Prozessketten

10.1 Methodische Vorgehensweise

10.1.1 Ziele der Ökobilanz

Für die ökologische Bewertung von ausgewählten Systemkonfigurationen (von Erdgas und Kohle zum „CO₂-armen“ Strom bzw. Wasserstoff) wird das Verfahren der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14040 ff. angewendet. In der Ökobilanz eines untersuchten Systems werden zunächst die Stoff- und Energieflüsse, die in dieses System hineingehen, dort umgewandelt werden und es auf veränderte Art wieder verlassen, gegenüber gestellt (Input-Output-Bilanz, Sachbilanz). So betrachtet eine Produkt-Ökobilanz alle Stoff- und Energieflüsse, die ein einzelnes Produkt verursacht, angefangen von der Förderung und Verarbeitung der Rohstoffe über die Herstellung, den Gebrauch und die Entsorgung des Produktes („cradle-to-grave“-Ansatz, „von der Wiege bis zur Bahre“). In einem nächsten Schritt werden die Umweltwirkungen berechnet, die die bilanzierten Stoffströme verursachen. Hierbei müssen „Ströme unterschiedlicher Stoffe in unterschiedlichen Umweltmedien mit unterschiedlichen Umweltwirkungen gegeneinander abgewogen, aggregiert oder allgemeiner bewertet werden“ (Schmidt und Häuslein 1997). Eine Umweltwirkungskategorie ist beispielsweise der Treibhauseffekt, zu dem die Luftemissionen CO₂, Methan und N₂O in unterschiedlicher Höhe beitragen. Im folgenden werden Ökobilanzen für die verschiedenen Pfade der Stromproduktion und der Wasserstoffherstellung erstellt und ihre Wirkung auf die Umwelt untersucht.

Zur Erstellung der Sachbilanz (inventory analysis) werden die einzelnen Prozessketten mittels der Ökobilanzierungssoftware Umberto® (IFEU und IFU 2005) modelliert. Die Erstellung der Ökobilanzen wird mit folgenden Zielen verfolgt:

- Zunächst werden für die verschiedenen Pfade der CO₂-Abscheidung und -Speicherung Einzelanalysen erstellt. Damit ist es möglich, diejenigen Anlagenteile bzw. Lebenswegphasen zu identifizieren, die signifikant zum Gesamtergebnis beitragen. Da sich einige Techniken zudem noch im Entwicklungsstadium befinden, können hiermit Hinweise gegeben werden, wie die Anlagen aus Umweltsicht optimiert werden könnten.

- In einem zweiten Schritt werden die jeweiligen Pfade der CO₂-Abscheidung und -Speicherung untereinander verglichen, um die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien herauszuarbeiten.
- Schließlich werden die Pfade der Strom- und Wasserstoffherzeugung aus Erneuerbaren Energien gegenübergestellt, um die Unterschiede zwischen Klimaschutz durch fossile und erneuerbare Energien herausarbeiten zu können.

Die Ökobilanzierung erfolgt in mehreren Schritten:

- Im ersten Schritt wird ausgewertet, welche Ökobilanzen es von Teilen der betrachteten Pfade bereits gibt.
- Danach wird die konkrete zu bilanzierende Anlage inkl. der Datenherkunft beschrieben.
- Die Ökobilanz wird in Anlehnung an die ISO-Normen 14040 ff. erstellt (siehe z.B. Guinée 2002), wobei die Verfahrensschritte verkürzt werden („Screening-Ökobilanz“). Im Unterschied zu herkömmlichen Studien, in denen bestehende Systeme bilanziert werden, werden hier zukünftige, noch nicht auf dem Markt befindliche Anlagen betrachtet und bilanziert. Hierzu werden zentrale Parameter ausgewählt und auf die zukünftige Situation verändert, z.B. die Änderung der Kraftwerks-Nutzungsgrade von heute auf 2020. Solch eine „prospective LCA“ kann daher nicht als detaillierte Ökobilanz zukünftiger Systeme betrachtet werden, gibt jedoch zumindest eine Tendenz wieder.
- Die Stoff- und Energieflüsse werden mittels der Methodik der Stoffstromnetze modelliert, die in Umberto implementiert ist, und sind die Grundlage für die Sach- und Wirkungsbilanz. Die Wirkungsbilanz wird mit Hilfe des UBA-Verfahrens¹ der Wirkungskategorien erstellt, das ebenfalls in Umberto implementiert ist. Als Ergebnis liegen „komplette“ Ökobilanzen (einschließlich Umweltwirkungsanalysen) für CCS-Strom bzw. -Wasserstoff vor.
- Die Ergebnisse der Wirkungsbilanz werden nach den verschiedenen Lebenswegphasen und nach einzelnen Bauteilen getrennt ausgewiesen, um detaillierte weitere Analysen zu ermöglichen.

1 UBA: Umweltbundesamt

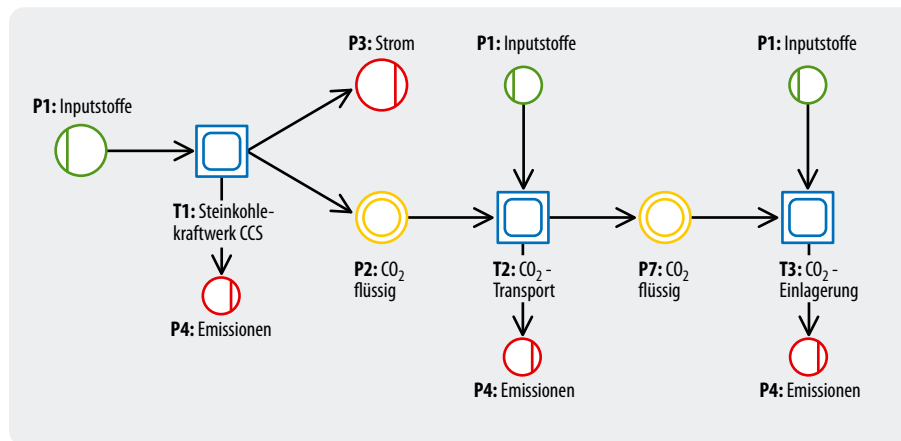


Abbildung 10-1:
Modell eines „CO₂-freien“
Steinkohlekraftwerks in der
Notation von Umberto®

10.1.2 Methodik der Stoffstromnetze

Die Ökobilanzierungssoftware Umberto® nutzt zur Erstellung von Ökobilanzen die Methodik der Stoffstromnetze, die dafür einen besonders flexiblen und leistungsfähigen Ansatz darstellen. Sie sind geeignet, für einen interessierenden Ausschnitt eines realen Systems Stoff- und Energieströme, die zwischen Systemelementen (z.B. innerhalb eines Produktionsprozesses oder eines Kraftwerks) bestehen, modellhaft nachzubilden. Dabei können sowohl Produkte (unterschieden in Vorketten, Produktion, Nutzung und Entsorgung) als auch Dienstleistungen (z.B. der Transport des CO₂) betrachtet werden. Die entsprechenden Input- und Outputströme bilden dann die Grundlage für die Aufstellung von Ökobilanzen. Abbildung 10-1 zeigt das im folgenden verwendete Grundmodell zur Bilanzierung von Techniken der CO₂-Abscheidung und -Speicherung am Beispiel eines Steinkohlekraftwerks.

Stoffstromnetze bestehen aus drei Elementen: Transitionen, Stellen und Flüsse. *Transitionen* (dargestellt als Quadrate) geben Material- und Energieprozesse wie-

der (z.B. *T1: Kohlekraftwerk* oder *T3: CO₂-Einlagerung* in Abbildung 10-1). Sie spielen eine zentrale Rolle in den Stoffstromnetzen, da von den in ihnen dargestellten Umwandlungsprozessen alle Stoff- und Energieflüsse abhängen. Ein weiteres Grundelement eines Stoffstromnetzes sind die *Stellen*, dargestellt als Kreise (z.B. *P1: Kohle*, *P3: Strom*). Stellen trennen die Transitionen voneinander ab und ermöglichen damit die Analyse einzelner Transition. *Flüsse* zeigen schließlich auf, welchen Weg Materialien und Energie zwischen Transitionen und Stellen nehmen. (Möller et al. 2001)

Das oben dargestellte Modell zur CO₂-Sequestrierung zeigt den Weg der Stoffflüsse von der Input- zur Outputseite auf: Aus einer bestimmten Menge Steinkohle wird in der Transition *T1: Kohlekraftwerk* Strom hergestellt und dabei CO₂ abgeschieden. Der Output wird in die Stellen *P3: Strom* und *P2: CO₂, flüssig* geleitet. Zusätzlich zum Input an Steinkohle sind jedoch weitere Inputflüsse in die Transition *T1* dargestellt. Sie stellen die „Infrastruktur“, also die Herstellung der Kraftwerkstechnik sowie der Anlagen zur CO₂-Abscheidung und -Verdichtung und verwendete Betriebsmittel dar. Die

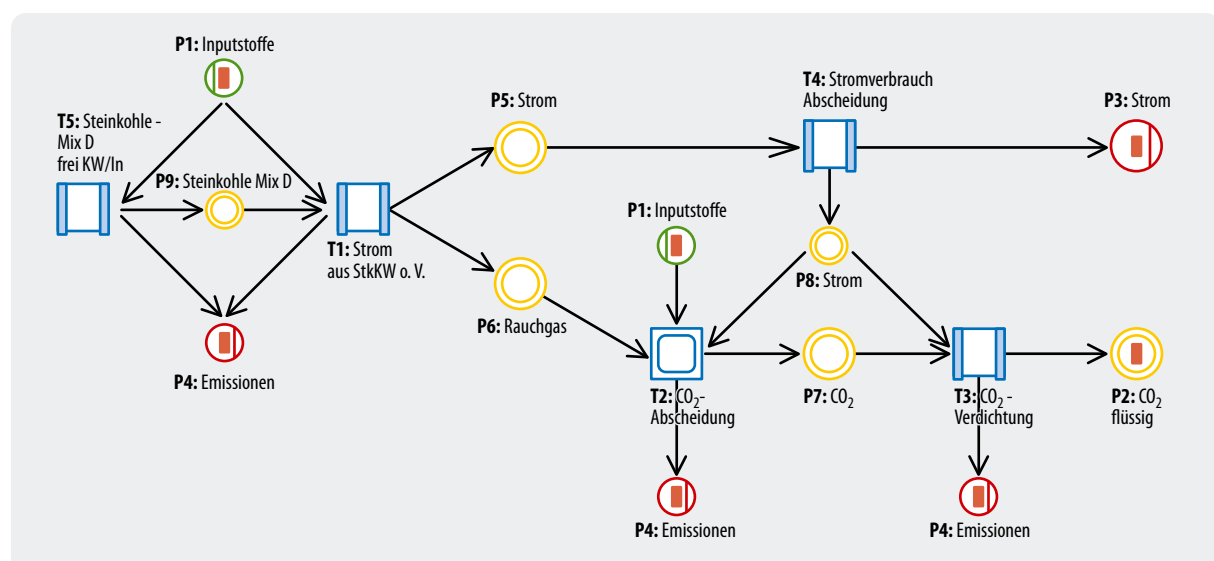


Abbildung 10-2: Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO₂-Abscheidung)

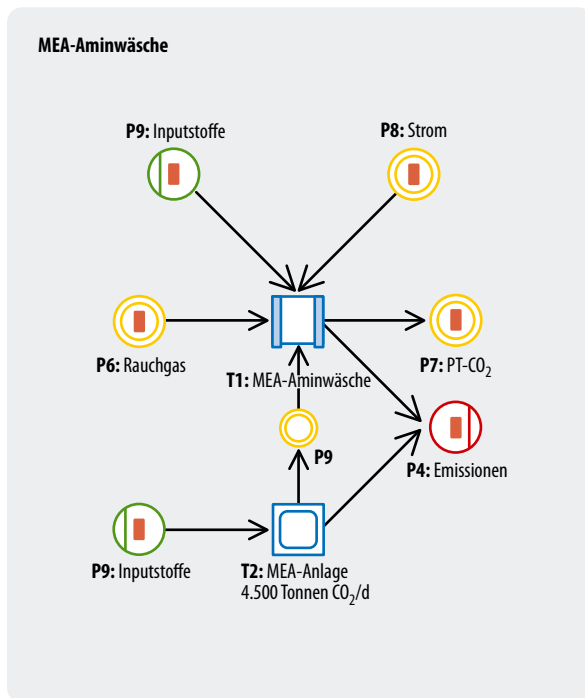


Abbildung 10-3: Dritte Netzwerkebene mit Subnetz T2 (CO₂-Abscheidung)

benötigten Inputs werden dabei Stelle *P10:Materialien* entnommen; die Emissionen werden in die Stelle *P4:Emissionen* geleitet.

Das flüssige CO₂ wird schließlich über die Transition *T2:CO₂-Transport* zur Endlagerstätte transportiert und dort mittels *T3:CO₂-Einlagerung* gelagert. Auch bei diesen Transitionen gehen weitere Inputmaterialien und Energie (beispielsweise zur Herstellung der Pipeline) mit ein, und es entstehen Emissionen aus den jeweiligen Prozessen.

Die Transitionen mit doppeltem Rand stellen eine weitere Charakteristik von Stoffstromnetzen dar: Jede Transition kann wiederum als eine Verallgemeinerung eines weiteren, detaillierteren Stoffstromnetzes (eines so genannten *Subnetzes*) fungieren. Auf diese Weise kann eine hierarchische Struktur von beliebig ineinander verschachtelten Netzen entstehen. Die Abbildung 10-2 zeigt beispielsweise die Verfeinerung der Transition *T1:Kohlekraftwerk*.

In der Transition *T1:KW_StK_D* findet die eigentliche Kohleverstromung mit einem Mix aus deutschen Kraftwerken statt. Das dabei entstehende Rauchgas wird in die Stelle *P6:Rauchgas* geleitet und gelangt zur Transition *T2:CO₂-Abscheidung*. Nach der Transition *T3:CO₂-Verdichtung* verlässt das nun verflüssigte Kohlendioxid das Subnetz und wird im Stoffstromnetz der Ebene 1 weiter betrachtet. Der Netto-Output an Strom (Stelle *P3*) ergibt sich schließlich durch den im Kraftwerk hergestellten Strom (Stelle *P5*) abzüglich des für CO₂-Abscheidung und -Verdichtung über die Stelle *P8* verbrauchten Stroms.

Im Subnetz T2 werden auf der dritten Ebene schließlich die konkreten Abscheidetechniken für die Post-Combustion eingebaut. Abbildung 10-3 zeigt den Aufbau des Subnetzes anhand der MEA-Aminwäsche. Ebenso wie dieses Subnetz werden weitere Subnetze zur Modellierung des Transports und der Einlagerung des abgetrennten Kohlendioxids angelegt.

10.1.3 Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz

Gegenstand der Modellierung

Für die *Stromerzeugung* werden die Umweltwirkungen folgender Pfade untersucht (siehe Tabelle 10-1). Sie beinhalten auf der fossilen Seite die drei Abscheidetechniken Post-Combustion (beim Braun- und Steinkohle-Dampfkraftwerk sowie beim Erdgas-GuD), Pre-Combustion (Steinkohle-IGCC-Kraftwerk) und Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk). Als Standort der Kraftwerke wird das Ruhrgebiet gewählt, als Speicherstätte ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland in 300 km Entfernung von den Kraftwerken.

Auf regenerativer Seite wird zum Vergleich die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken (Standort Algerien) und aus Windkraftanlagen (Standort Nordsee) modelliert. Um den gleichen Referenzstandort wie bei den fossilen Anlagen zu verwenden, wird der Strom mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bis zum Ruhrgebiet transportiert. Die HGÜ-Leitungen werden ebenfalls modelliert. Abbildung 10-4 zeigt die mit den Konfigurationen verbundenen Bilanzierungsschritte.

Tabelle 10-1: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung

Pfadname	Kraftwerk	Abscheidetechnik	Standort
CO ₂ -armer Strom mittels fossiler Kraftwerke einschließlich CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung			
EL_CCS_1_STK	Steinkohle-Dampfkraftwerk	Post-Combustion (MEA-Wäsche)	Ruhrgebiet
EL_CCS_2_NG	Erdgas-GuD	Post-Combustion (MEA-Wäsche)	Ruhrgebiet
EL_CCS_3_OXY	Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk	Oxyfuel-Combustion	Ruhrgebiet
EL_CCS_4_IGCC	Steinkohle-IGCC-Kraftwerk	Pre-Combustion (Rectisol-Wäsche)	Ruhrgebiet
EL_CCS_5_BRK	Braunkohle-Dampfkraftwerk	Post-Combustion (MEA-Wäsche)	Ruhrgebiet
CO ₂ -freier Strom durch Erneuerbare Energien			
EL_REG_1_SEGS	Solarthermie Typ SEGS	–	Algerien + HGÜ bis Ruhrgebiet ^{a)}
EL_REG_2_Wind	Wind-offshore	–	Nordsee + HGÜ bis Ruhrgebiet

^{a)} HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

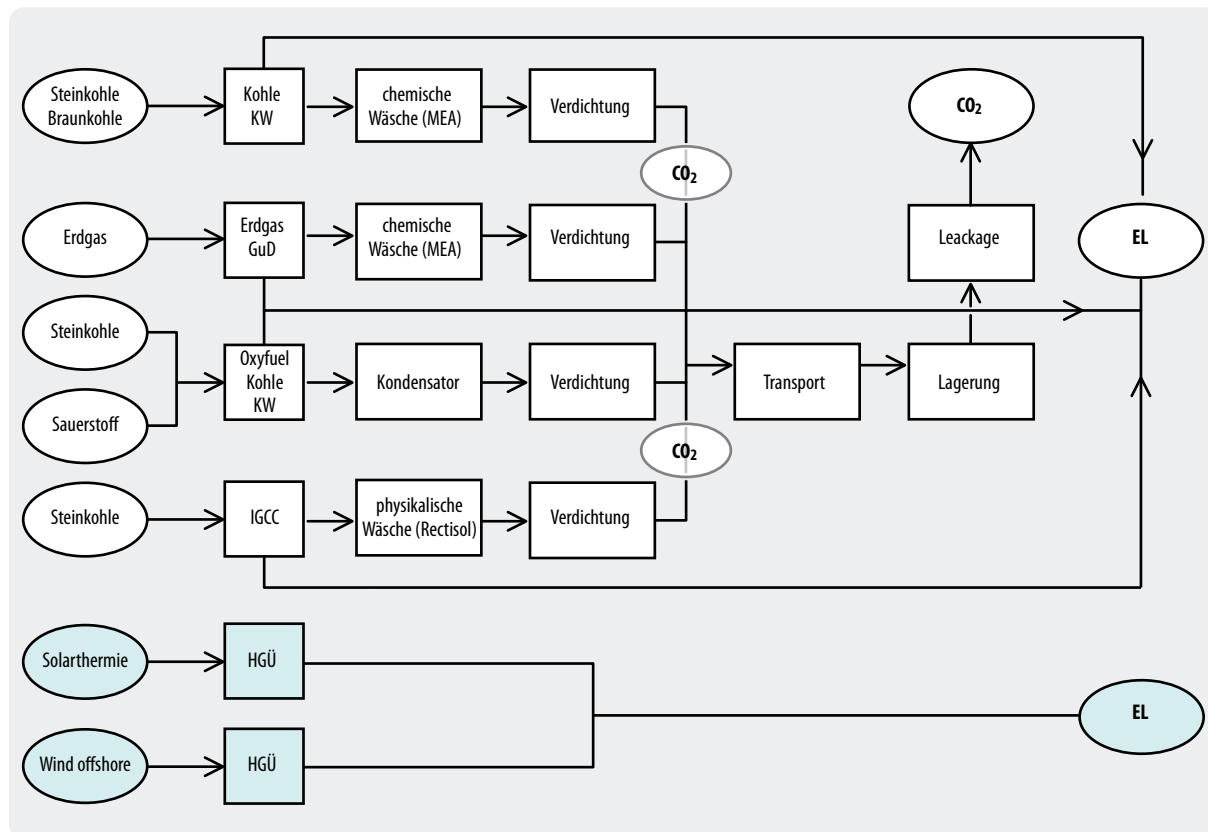


Abbildung 10-4: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung

Für die *Wasserstoffherzeugung* werden die Umweltwirkungen der in Tabelle 10-2 gezeigten Pfade untersucht. Sie beinhalten auf der fossilen Seite die Dampfreformierung aus Erdgas sowie die Kohlevergasung, die derzeit weltweit mit 33 Prozent bzw. 10 Prozent zur großtechnischen Wasserstoffherzeugung beitragen (von den

restlichen Mengen entfallen 53 Prozent auf die partielle Oxidation aus Erdöl und 4 Prozent auf die Elektrolyse). Als Standort der Anlagen wird wiederum das Ruhrgebiet gewählt.

Die regenerative Wasserstoffherzeugung wird über die Elektrolyse modelliert, die – wie bei der Stromerzeugung – mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Algerien und aus offshore-Windkraftwerken in der Nordsee gespeist wird. Standort der Elektrolyse ist das Ruhrgebiet, zur Stromübertragung kommen wiederum HGÜ-Leitungen zum Einsatz.

Nachfolgende Abbildung 10-5 zeigt die mit diesen Konfigurationen verbundenen Bilanzierungsschritte.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit beträgt 1 kWh_{el} frei Kraftwerk für die Stromerzeugung bzw. 1 kWh_{th} frei Synthesanlage für die Wasserstoff-Herstellung. Diese Systemgrenzen wurden bewusst gewählt, da die Stromverteilung durch erhebliche Datenunsicherheit gekennzeichnet ist und für Wasserstoffverteilung bisher keine Infrastruktur besteht.

Tabelle 10-2: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung

Pfadname	Kraftwerk	Abscheidetechnik	Standort
CO ₂ -armer Wasserstoff mittels fossiler Brennstoffe einschließlich CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung			
H2_CCS_1_NG	Dampfreformierung (Erdgas)	Chemische Wäsche (MEA)	Ruhrgebiet
H2_CCS_2_STK	Kohlevergasung	Physikalische Wäsche (Rectisol)	Ruhrgebiet
CO ₂ -freier Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien			
H2_REG_1_SEGS	Elektrolyse (Solarthermie)	–	Algerien + HGÜ bis Ruhrgebiet ^{a)}
H2_REG_2_Wind	Elektrolyse (Wind-offshore)	–	Nordsee + HGÜ bis Ruhrgebiet

^{a)} HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

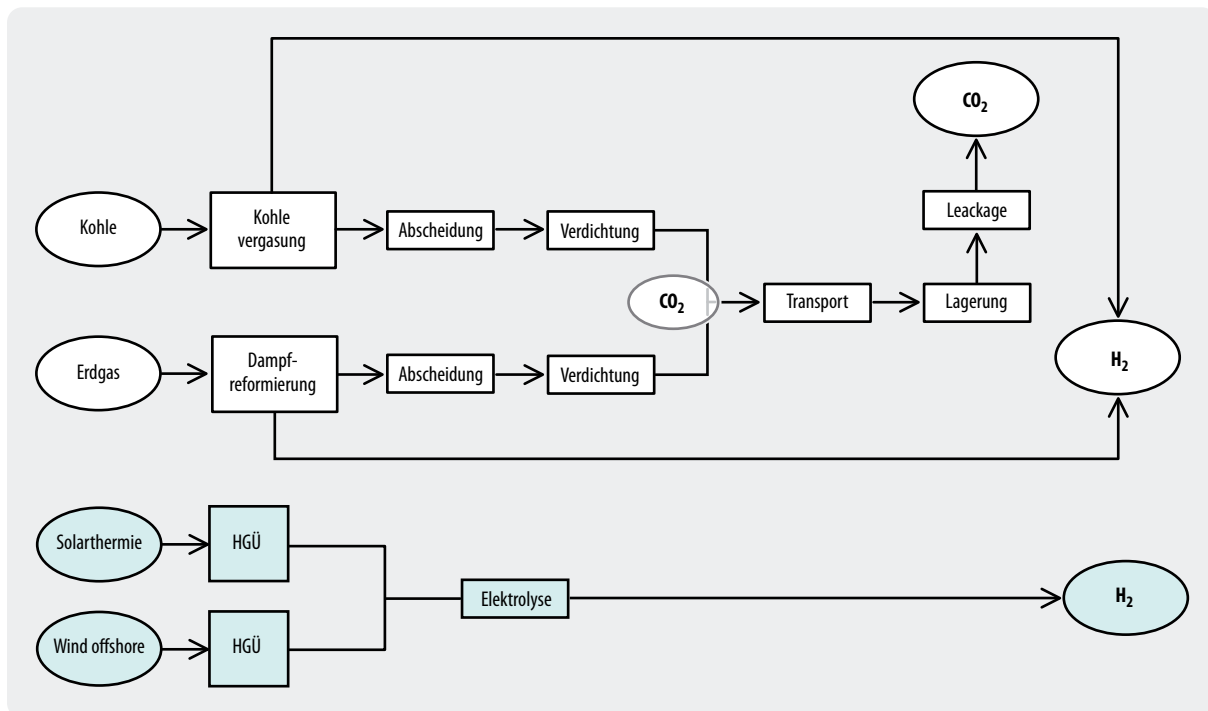


Abbildung 10-5: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung

Bezugsraum und -zeitraum

Bezugsraum ist Deutschland, d.h. es werden Ökobilanzmodule verwendet, die Techniken in Deutschland bzw. im europäischen Raum abdecken.

Da derzeit für die Pfade der CO₂-Sequestrierung nur Pilotprojekte bestehen und Abscheidetechniken für den Einsatz in Großkraftwerken erst noch entwickelt werden müssen, wird innerhalb des Projektes das Jahr 2020 als Referenzjahr betrachtet. Dieses Jahr wird auch als Bezugszeitraum für die Ökobilanzen ausgewählt. Von den wichtigsten Prozessen wie Strommix, Stahlherstellung oder Aluminiumproduktion existieren bereits auf 2010 fortgeschriebene Ökobilanzmodule, so dass eine „dynamische“ Bilanzierung durchgeführt werden kann. Dies bedeutet, dass die Herstellung der Produkte nicht nach dem jetzigen „Stand der Technik“ bilanziert wird, sondern näherungsweise Produktionsbedingungen im Jahr 2010 angenommen werden. Dies betrifft z.B. einen veränderten Strommix oder erhöhte Recyclingraten der Stahl- oder Aluminiumherstellung.

Bilanzierungsumfang und -tiefe

Die *Systemgrenze* der Bilanzierung umfasst die Exploration, Förderung, Aufbereitung und den Transport der Brennstoffe bis zum Kraftwerk (insbesondere für Kohle und Erdgas) einschließlich der Bereitstellung der hierzu erforderlichen Infrastruktur (Pipelines, Bauwerke usw.), die Herstellung der Kraftwerke und Anlagen inklusive der Bereitstellung der erforderlichen Materialien sowie

den Energie- und Betriebsmitteleinsatz und die entstehenden Emissionen beim Betrieb und der Entsorgung. Bei Herstellung und Betrieb wird insbesondere bei den Varianten der Rauchgas-Dekarbonisierung zwischen herkömmlichem Kraftwerk und nachgeschalteten Abtrennungstechniken unterschieden.

Recycling wird im Sinne der ISO 14 041 bilanziert, d.h. es wird angenommen, dass das zu rezyklierende Material die Verwendung von primärem Material zu einem gewissen Prozentsatz („Recycling-Anteil“) ersetzen kann („closed loop-Ansatz“). Auf der Inputseite wird also ein Mix aus Primär- und Sekundärmaterialien verbucht. Für folgende Prozesse werden Recycling-Anteile angenommen: Stahl 2010 (46 Prozent), Aluminium 2010 (85 Prozent) und Kupfer (80 Prozent).

Wirkungskategorien und Bilanzparameter

Zur Bewertung der Sachbilanz wird die nach ISO 14 042 vorgeschriebene Vorgehensweise der Wirkungskategorien verwendet. Als konkrete Ausgestaltung wird das „UBA-Verfahren“ ausgewählt. Das Verfahren ist vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelt worden (UBA 1995, UBA 1999) und unter dem Namen „UBA-Methode“ in Umberto® implementiert. Die Auswahl der Sachbilanzparameter (Tabelle 10-3) orientiert sich an den betrachteten Wirkungskategorien (Pehnt 2002).

Normierung

Um die Verbesserung durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien und der Nutzung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung beurteilen zu können, werden die betrachteten Ökobilanzergebnisse mit konventionellen Konkurrenzsystemen verglichen. Hierfür werden je nach betrachtetem Szenario eine Referenz-Stromerzeugung und eine gängige Art der Wasserstofferzeugung ausgewählt und mit den gleichen Wirkungskategorien bewertet.

10.1.4 Datenherkunft und -qualität

Voraussetzung für die Durchführung einer LCA sind die jeweiligen Eingabedaten für die einzelnen betrachteten Prozesse, d.h. es werden die Stoff- und Energieverbräuche benötigt, die bei der Produktion, dem Betrieb und der Entsorgung der jeweiligen Kraftwerke bzw. Anlagen anfallen. Je nach Datenlage und Notwendigkeit kann dabei in verschiedenen Ebenen detailliert werden. Die Daten werden aus verschiedenen Quellen herangezogen. Die rechte Spalte in Tabelle 10-4 gibt an, welche Ökobilanzen aus Literaturdaten oder eigener Modellierung komplett neu erstellt werden mussten. Die vorhandenen Ökobilanzen wurden auf die entsprechende Situation der CO₂-Abscheidung angepasst.

Grundsätzlich ist die Abschätzung umweltrelevanter Daten für regenerative Energiesysteme mit Unsicherheiten verbunden. Dabei bestehen allgemein folgende Qualitätsgradienten (Pehnt 2002):

- Energieverbrauchsdaten und Faktoren für verbrauchsabhängige Emissionen (insbesondere CO₂) sind belastbarer als Faktoren für verbrauchsunabhängige Emissionen;
- Faktoren für Emissionen aus der Herstellung der Infrastruktur sind weniger belastbar als etwaige Emissionen des Betriebes;
- Daten für die Infrastruktur der eigentlichen Kraftwerke sind belastbarer als die Daten der Infrastruktur vorgelagerter Energieketten (beispielsweise Erdgas-Bereitstellung);
- Daten für die Infrastruktur erneuerbarer Energiesysteme sind – da sie die oftmals einzigen Umweltwirkungen bedingen – belastbarer als für die Infrastruktur der fossilen Vergleichssysteme;
- Faktoren für limitierte Emissionen (z.B. NO_x, CO, Kohlenwasserstoffe) sind belastbarer als Faktoren für nicht limitierte Emissionen.

Tabelle 10-3: In dieser Studie berücksichtigte Wirkungskategorien und Bilanzparameter

Wirkungskategorie	Bilanzparameter	Aggregierte Wirkungsparameter	Verhältnis
Ressourcenverbrauch	Kumulierter Energieaufwand (KEA)	MJ (Inventory Parameter)	
Treibhauseffekt ^a	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	g CO ₂ -Äquivalente	1 21 310
Versauerung	SO ₂ NO _x NH ₃ HCl	mg SO ₂ -Äquivalente	1 0,7 1,88 0,88
Eutrophierung	NO _x NH ₃	mg PO ₄ ³⁻ -Äquivalente	0,13 0,33
Sommersmog (Photosmog)	NMHC CH ₄	mg Ethen-Äquivalente	0,416 0,007
Partikel und Staub	Schwebstaub (als PM10) Sekundäraerosol SO ₂ Sekundäraerosol NO _x als NO ₂ Sekundäraerosol NMVOC Sekundäraerosol NH ₃	kg PM10-Äquivalente	1 0,087 0,216 0,012 0,159

^a Zeithorizont 100 Jahre

Tabelle 10-4: Datenherkunft der betrachteten Prozesse

Prozess	Datenherkunft	Ökobilanz vorhanden	Ökobilanz neu zu erstellen
Stromerzeugung und Abscheidung			
Erdgas- und Kohlekraftwerke	Umberto, ecoinvent	X	
MEA-Abscheidung	Mariz 1998 Chapel und Mariz 1999 Rao und Rubin 2002 ecoinvent	X	X
IGCC-Kraftwerk	Briem et al. 2004		X
Oxyfuel-Kraftwerk	Göttlicher 1999		X
Strom aus Erneuerbaren Energien (Wind, Solarthermie)	Datenbank DLR	X	
HGÜ-Stromübertragung	Datenbank DLR	X	
Wasserstofferzeugung und Abscheidung			
Kohlevergasung ohne/ mit CCS	über IGCC		X
Erdgas-Dampfreformierung	Pehnt 2002		X
Erdgas-Dampfreformierung mit CCS	ZSW DOE 2002		X X
Elektrolyse	Datenbank DLR	X	
Verdichtung	Göttlicher 1999		X
Transport			
Pipeline	Ecoinvent	X	
Speicherung	–		

Die beim Vergleich der verschiedenen Technologien auftretenden Unterschiede in den Wirkungskategorien können als nicht signifikant angesehen werden, solange sie beim Energieverbrauch und beim Treibhauseffekt unter 5 Prozent, bei der Versauerung und der Eutrophierung unter 20 Prozent und für Partikel und Staub unter 30 Prozent bleiben.

10.2 Exkurs Rechenmethodik – abgeschiedene vs. vermiedene Mengen an CO₂

Abbildung 10-6 beschreibt am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks (angenommener Nutzungsgrad 49 Prozent, Brutto-CO₂-Emissionen von 710 g/kWh_{el}), wie sich die abgeschiedenen und vermiedenen Mengen an CO₂ pro kWh zusammensetzen.

Balken 1 zeigt die Aufteilung der CO₂-Emissionen des Kraftwerkes *ohne* Abscheidung, aufgeteilt in Vorkette und Betrieb. Für die Abscheidung des CO₂ ist zunächst ein Zusatzaufwand an Strom – und damit an CO₂-Emissionen – notwendig. Die Emissionen des *Zusatzaufwands* werden ebenfalls nach Vorkette und Kraftwerk getrennt dargestellt (Balken 2). Sowohl von den betrieblichen CO₂-Emissionen, die dem Endprodukt (1 kWh Strom) zugeordnet sind, als auch von denjenigen, die aufgrund der Abscheidung entstehen, werden 88 Prozent abgeschieden (Balken 3). In Balken 4 sind abgeschiedene und verbleibende Emissionen jeweils zusammengefügt. Nun kommen noch CO₂-Emissionen aus Transport und Speicherung hinzu (Balken 5). Die nicht abgeschiedenen Emissionen des Zusatzaufwandes sowie deren Vorketten-Emissionen wer-

den unter „Abscheidung“ zusammengefasst und stellen zusammen mit der Vorkette, den restlichen, nicht abgeschiedenen Emissionen aus dem ursprünglichen Kraftwerksbetrieb sowie denjenigen aus Transport und Speicherung die restlichen Emissionen dar (kleine Klammer). Insgesamt gesehen steigen aufgrund des Zusatzaufwandes die Brutto-Emissionen von 710 g/kWh_{el} zunächst erheblich an auf 913 g/kWh_{el} – die real *vermiedenen* CO₂-Emissionen (mittelgroße Klammer) sind daher erheblich kleiner als das *abgeschiedene* CO₂ (große Klammer).

10.3 Anlagen und Verfahren zur konventionellen Stromerzeugung mit CCS

10.3.1 Referenzkraftwerke

Die folgende Tabelle 10-5 zeigt die Grunddaten der verwendeten Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltmaßnahmen. Sie sind abgestimmt mit den für die ökonomische Berechnung verwendeten Daten und beziehen sich auf 2020.

Zur Modellierung der Ökobilanz werden die jeweils aktuellsten vorliegenden Module für die Kraftwerke und Vorketten verwendet. Die Kraftwerksmodule werden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben, indem der Nutzungsgrad an die in der obigen Tabelle dargestellten Werte angepasst wurde. Weitergehende Anpassungen können in diesem Projekt zeitlich nicht durchgeführt werden, da zukünftige Kraftwerke komplett neu modelliert werden müssten.

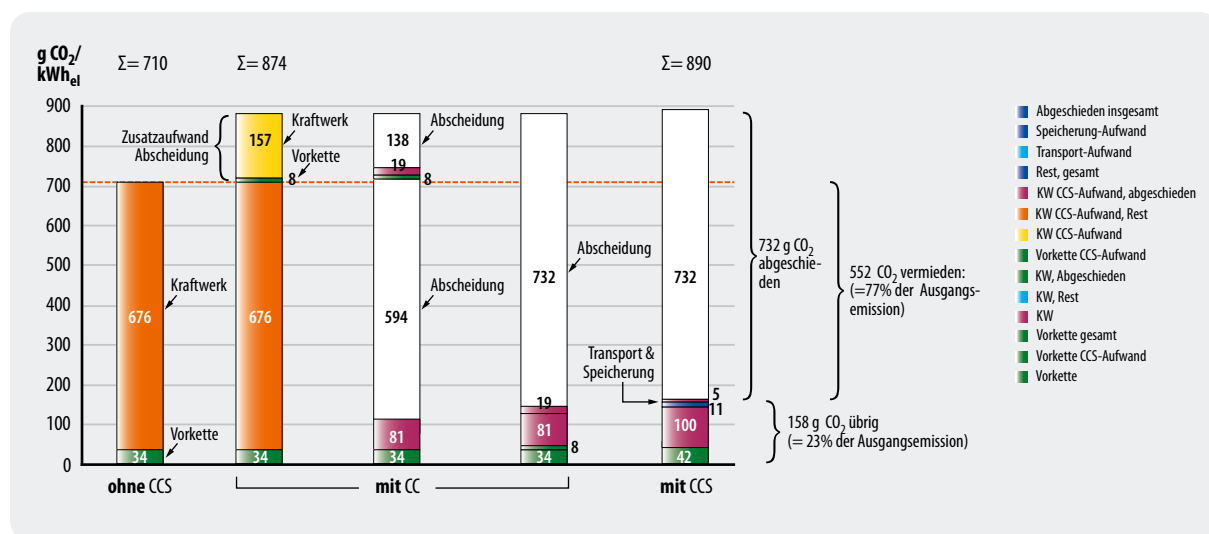


Abbildung 10-6: Rechenmethodik hinsichtlich der abgeschiedenen und vermiedenen CO₂-Mengen am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks ohne und mit CCS (CC = nur „Carbon Capture“, noch kein Transport und Speicherung). Nutzungsgrad ohne CCS = 49 Prozent, mit CCS = 40 Prozent, Abscheiderate = 88 Prozent

Tabelle 10-5: Grunddaten der fossilen Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltung

		Dampf- kraftwerk Braunkohle	Dampf- kraftwerk Steinkohle	IGCC ^{a)} Steinkohle	Erdgas-GuD ^{b)}	
A) Ohne CO ₂ -Rückhaltung						
Leistung	MW _{el}	700	700	700	700	
Laufzeit	h	7 000	7 000	7 000	7 000	
Nutzungsgrad	%	46	49	50	60	
CO ₂ -Intensität Brennstoff	g CO ₂ /MJ ^{c)}	112	92	92	56	
	g CO ₂ /kWh	403	331	331	202	
CO ₂ -Intensität Strom	g CO ₂ /kWh _{el}	849	676	662	337	
B) Mit CO ₂ -Rückhaltung						
Abtrennverfahren		Post-combustion	Post-combustion	Oxyfuel	Pre-combustion	Post-combustion
Lösemittel		Chemisch (MEA) ^{d)}	Chemisch (MEA) ^{d)}	Nur Kondensation	Physikalisch (Rectisol)	Chemisch (MEA) ^{d)}
Leistung	MW	517	570	543	590	600
Nutzungsgrad	%	34	40	38	42	51
Minderung	%-Punkte	12	9	11	8	9
Abscheidegrad	%	88	88	99,5	88	88
CO ₂ zu entsorgen	t/a	5 113 525	3 570 336	4 249 383	3 400 320	1 704 508

^{a)} IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle (Kohlevergasung)

^{b)} GuD= Gas- und Dampfkraftwerk

^{c)} Quelle: UBA 2003

^{d)} MEA = Monoethanolamin

Die verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-6):

Tabelle 10-6: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Referenzkraftwerke

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad (netto) [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
Steinkohle-Dampfkraftwerk	500	1 kWh _{el}	43,5	Umberto	KW SK D (Küste)	Anfang 90er-Jahre
Steinkohle-IGCC	450	1 kWh _{el}	51,5	Briem et al. 2004	Neu implementiert	2010
Braunkohle-Dampfkraftwerk	500	1 kWh _{el}	30,1	Umberto	BrkKW o.V	Ende 90er-Jahre
Erdgas-GuD	450	1 kWh _{el}	55	Umberto	KW Erdgas (D, GuD, 450 MW)	1994

- Steinkohle-Dampfkraftwerk:** Das Modul beschreibt ein Steinkohle-Kraftwerk für Importkohle in Küstennähe zu Beginn der 90er-Jahre. Zur Emissionsminderung sind eine Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), eine DeNO_x-Anlage und ein Elektrofilter angeschlossen. Die REA arbeitet nach dem nassen Verfahren mit dem Sorbens Kalksteinmehl (CaCO₃) bei einem stöchiometrischen Verhältnis von Kalkstein zu SO₂. Dadurch werden die SO₂-Emissionen um 90 Prozent², die Staubemissionen um 90 Prozent und die HCl- und die HF-Emissionen jeweils um 95 Prozent reduziert. Die DeNO_x-Anlage arbeitet nach dem SCR-Verfahren (selektive katalytische Reduktion) mit Ammoniak als Sorbens in stöchiometrischem Verhältnis. Die NO_x-Emissionen reduzieren sich dadurch um 85 Prozent. Der Elektrofilter reduziert die Staubemissionen weiter um insgesamt 99,5 Prozent.
- Steinkohle-IGCC:** Das Modul beschreibt ein IGCC-Steinkohle-Kraftwerk, das die Einsatzbedingungen im Jahr 2010 abbilden soll. Für IGCC lagen bisher keine Ökobilanzen vor, da weltweit nur wenige Pilotanlagen existieren. In (Briem et al. 2004) wurde daher ein Modell für eine zukünftige Anlage der Größenordnung 450 MW modelliert, indem zum Teil Baugruppen bestehender Kraftwerke (Gasturbine, Generator, Bekohlungsanlage u.a.) übernommen wurden, zum Teil Komponenten aus kleineren Anlagen hochskaliert wurden. Für Komponenten, für die aus den bekannten Anlagen keine Materialgerüste vorliegen (z.B. Luftzerlegungsanlage, Clausanlage, Vergasungssystem u.a.), wurden Abschätzungen auf der Grundlage von Materialgerüsten anderer, bekannter Komponenten getroffen.
- Erdgas-GuD:** Das Modul beschreibt ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk in Deutschland im Jahr 1994 mit Low-NO_x-Brennkammer. Ein Drittel der Leistung stammt aus der Dampfturbine, für die eine Nassrückkühlung über einen Kühlturm mit einem Wasserbedarf von 190 t/TJ angesetzt wird.
- Braunkohle-Dampfkraftwerk:** Das Modul beschreibt die mittleren Verhältnisse der mit Braunkohle befeuerten Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland. Zugrunde liegt der Stand Ende der 90er-Jahre, überwiegend des Jahres 1998. Abgebildet sind Mahltrocknung, Kesselanlage (Staubfeuerung, Wirbelschichtfeuerung), Dampfturbine (kein Einzeltyp, sondern Mixsituation) und Rauchgasreinigung (nach realisiertem Stand über die Gesamtkapazität). Die Abgasreinigung umfasst eine Entstaubung (Elektrofilter) und eine Rauchgasentschwefelung (REA: zu 80 Prozent nass, zu 15 Prozent quasitrocken, zu 5 Prozent trocken – zu 70 Prozent mit Kalksteinmehl und 30 Prozent mit Branntkalk – Ansatz nach ecoinvent abgeleitet). DENOX-Katalysatoren wer-

den üblicherweise in Braunkohlekraftwerken nicht eingesetzt. Die NO_x-Freisetzung wird anhand primärer Maßnahmen auf 250 mg/m³ gemindert.

10.3.2 Vorketten

Die für die Vorketten verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-7) und bilanzieren den Weg von der Förderung der Rohstoffe bis zur lokalen Verteilung:

- Steinkohle:** Der Bilanzraum geht von der Steinkohle als Rohstoff in Lagerstätten bis zur angelieferten Steinkohle am Kraftwerk oder am Industriebetrieb in Deutschland. Der Datensatz stellt einen Mischdatensatz aus den verschiedenen Import-Steinkohlen nach (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2000) dar: Deutschland: 62,1 Prozent, Polen (u. Osteuropa): 12,5 Prozent, Südafrika: 10,2 Prozent, Kolumbien/Kanada/USA: 7,8 Prozent, Australien: 4,1 Prozent, Niederlande (und sonst. Westeuropa): 3,3 Prozent.
- Erdgas:** Die Bereitstellung von Erdgas umfasst die Exploration und Erschließung von Lagerstätten, die Förderung und Aufbereitung, den Ferntransport und die regionale und lokale Verteilung des Erdgases. Das in Deutschland verbrauchte Erdgas wird zum überwiegenden Teil importiert. Die Erdgasbereitstellung wird daher differenziert nach den wichtigsten Herkunftsregionen bilanziert (Deutschland, Russland, Norwegen und Niederlande). Die in Umberto vorhandene Darstellung der Ist-Situation wurde in (Pehnt 2002) auf einen wahrscheinlichen Importmix für 2010 fortgeschrieben: Deutschland: 13 Prozent, Niederlande: 19 Prozent, Norwegen: 33 Prozent, GUS: 35 Prozent. Die Treibhausgasemissionen des russischen Erdgases wurden für dieses Projekt schließlich den Ergebnissen einer aktuellen Studie angepasst, in der das Wuppertal-Institut zusammen mit dem Max-Planck-Institut für Chemie die Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems untersucht und aktualisiert hat (WI und MPI 2004).

Tabelle 10-7: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten

Brennstoff	Fkt. Einheit	Quelle	Modulname	Zeitraum
Steinkohle	1 kg	Umberto	Steinkohle-Mix D frei KW/In	2000
Braunkohle	1 kg	Umberto	Braunkohle-Mix D frei KW/In	1998
Erdgas	1 kJ	Umberto, Pehnt 2002, WI und PMI 2004	Vorkette_Erdgas_D_2010	2010

2 Aus den Volumenströmen und den spezifischen SO₂-Emissionen wurde ein SO₂-Gehalt von 222 ppmv berechnet.

- **Braunkohle:** Der Bilanzraum geht von der Braunkohle als Rohstoff in der Lagerstätte bis zur Anlieferung der Braunkohle ans Kraftwerk oder den Industriebetrieb. In Deutschland wird nahezu ausschließlich Braunkohle aus heimischer Förderung verwendet. Dabei werden die Abbauggebiete aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzungen der verschiedenen Braunkohlen in rheinisch, westelbisch und ostelbisch aufgeteilt. Es wurde ein Mix des Jahrs 1998 nach (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2000) zugrunde gelegt.

10.3.3 CO₂-Abscheideverfahren

Zur Abtrennung des Kohlendioxids werden folgende Verfahren verwendet:

CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung

Die Kohle-Dampfkraftwerke sowie das Erdgas-GuD werden mit der Rauchgas-Dekarbonisierung kombiniert, die sich zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke anbietet (chemische Wäsche). Es wird ein Abscheidegrad von 88 Prozent angesetzt. Modelliert wird das Econamine-Verfahren der Firma FluorDaniel, Kanada, das mit einer 30-prozentigen MEA-Lösung (Monoethanolamin) arbeitet (Mariz 1998, Chapel und Mariz 1999). Nach (Mariz 1998) sind der Einsatz von *Kühlwasser* und *Elektrizität* proportional zum CO₂-Gehalt der Kraftwerksabgase, während der Verbrauch an *Dampf* und *Chemikalien* nur von der Menge des *abgeschiedenen* CO₂ (und teilweise von anderen Emissionen) abhängen.

Nach (Göttlicher 1999) werden zur Bestimmung der variablen Größen folgende CO₂-Gehalte angenommen:

- Kohle-Dampfkraftwerk
11,2 Prozent CO₂-Gehalt der Abluft
- Erdgas-GuD
3,2 Prozent CO₂-Gehalt der Abluft

Für die Modellierung der Abscheidung werden folgende Verbräuche und Emissionen verwendet, die, wenn nicht anders angegeben, aus (Chapel und Mariz 1999) hergeleitet sind. Dort wurde ein Kohle-Kraftwerk mit angeschlossener MEA-Abscheidung und einer Kapazität von 1000 t/d modelliert und dabei eine Reduzierung des ursprünglichen SO₂-Gehalts von 250 ppmv auf maximal 10 ppmv vorausgesetzt.

Energieverbräuche

Folgende Energieverbräuche werden für die MEA-Abscheidung angesetzt³:

³ Hierbei wurde berücksichtigt, dass (Chapel und Mariz 1999) sowohl beim Stromverbrauch als auch beim Einsatz von Chemikalien bei der Bezugsgröße „CO₂-Emissionen“ in amerikanischen „short ton“ (te bzw. ton, tonne) rechnen, so dass alle dort angegebenen Werte mit dem Faktor 1,1023 auf die metrische Tonne (t) umgerechnet wurden.

Tabelle 10-8: Modellierte Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses

Kraftwerkstyp	Restnutzungsgrad Dampfturbinenprozess [%]	Verlorene Turbinenarbeit [kWh _{el} /t CO ₂]	Direkter Stromverbrauch [kWh _{el} /t CO ₂]
Steinkohle-Dampfkraftwerk	13	187	49
Braunkohle-Dampfkraftwerk	15,5	128	49
Erdgas-GuD	22,5	385	146

- Strom (Kohle-Dampfkraftwerk)
177 MJ_{el}/t CO₂ bzw. 49 kWh_{el}/t CO₂
- Strom (Erdgas-GuD)
526 MJ_{el}/t CO₂ bzw. 146 kWh_{el} / t CO₂
- Dampf (beide KW-Typen)
4 200 MJ_{th}/t CO₂ bzw. 1 166 kWh_{th}/t CO₂

Modelltechnisch wird in der Ökobilanz der Dampf als Verlust an Strom bilanziert, der nicht durch die Dampfturbine erzeugt werden konnte („verlorene Turbinenarbeit“). Da der benötigte Dampf jedoch als „saturated steam“, d.h. in einem der hinteren Prozessschritte, ausgekoppelt wird, kann bei der Herleitung der Stromerzeugungsverluste nicht der gesamte Nutzungsgrad der Dampfturbinenprozesse (etwa 40 Prozent) als „verloren“ angesetzt werden. Es wird daher ein „Restnutzungsgrad“ (siehe Tabelle 10-8) verwendet, der ermittelt wurde, indem von der Minderungsrate des Gesamtnutzungsgrades der Referenzkraftwerke (8 bis 12 Prozentpunkte, siehe Tabelle 10-5), der direkt benötigte Strom abgezogen und der Rest in Relation zum benötigten Dampf gesetzt wurde. Dies ergibt die in Spalte 2 gezeigten Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses (Spalte 2), mit denen dann der nicht mehr zur Verfügung stehende Strom (Spalte 3) berechnet wird. Spalte 4 zeigt zusätzlich den direkt verbrauchten Strom an.

Chemikalien

- Das Lösemittel MEA muss laufend zugeführt werden, da ein Teil der eingesetzten Menge durch Degradation, Dampfverluste und Lecks verloren geht. Hierfür wird ein durchschnittlicher Verbrauch von 1,6 kg/te CO₂ bzw. 1,76 kg/t CO₂ angesetzt. Befindet sich noch ein Restgehalt an SO_x im Abgas, reagiert es mit dem MEA, so dass weitere Verluste auftreten. Da im Falle des Kohle-Dampfkraftwerks ein Restgehalt von etwa 10 ppmv SO_x (sowie weiteren SO₃) angenommen wird (siehe unten), wird ein zusätzlicher Verbrauch an MEA von 0,446 kg/te CO₂ bzw. 0,49 kg/t CO₂ bilanziert.
- Die Herstellung der Anlage zur chemischen Wäsche, die aus Ab- und Desorptionssäule, drei Wärmetauschern, Kondensator, Pumpe und Gebläse besteht, konnte mangels Daten bisher nicht bilan-

ziert werden. Im Vergleich zum Bedarf an Prozessenergie und Betriebsstoffen dürfte die Herstellung jedoch nicht sehr ins Gewicht fallen.

- Weiterhin werden für den Abscheideprozess Aktivkohle und Natriumhydroxid (NaOH) benötigt. Als Verbrauch werden hierfür 0,077 kg/te CO₂ bzw. 0,0826 kg/t CO₂ (Aktivkohle) und 0,137 kg/te CO₂ bzw. 0,152 kg/t CO₂ (NaOH) angesetzt.
- Da für Aktivkohle weder in der Umberto- noch in der ecoinvent-Datenbank ein Ökobilanz-Modul enthalten ist, konnte der Verbrauch an Aktivkohle bisher noch nicht modelliert werden.

Kühlwasser

Für die Abscheidung wurden folgende Verbräuche an Kühlwasser angesetzt:

- Kohle-Dampfkraftwerk
75,5 m³/te CO₂ bzw. 83,2 m³/t CO₂
- Strom (Erdgas-GuD)
110,4 m³/te CO₂ bzw. 121,7 m³/t CO₂

Emissionen

- Die SO₂-Emissionen der Abluft aus dem Kraftwerk sollten bis auf einen Restgehalt von 10 ppmv reduziert werden, damit möglichst wenig SO₂ mit MEA reagieren kann. Aufgrund der in den verwendeten Umberto-Kohlekraftwerks-Modulen angegebenen Reduzierung der SO₂-Emissionen um 90

Prozent mittels Rauchgaswäsche wurde ein Restgehalt von 222 ppmv errechnet. Die SO₂-Emissionen des Kraftwerksbetriebs wurden daher im Verhältnis 220 : 10 reduziert. Die Aufwendungen für diese zusätzliche Rauchgasentschwefelung konnten jedoch noch nicht modelliert werden.

- Aufgrund der geringen SO₂-Emissionen eines Erdgas-GuDs wurden dessen Werte unverändert gelassen.
- Da der NO₂-Gehalt des Abgases zu Korrosion von Stahl und Degradation des Lösemittels führen kann, sollte er ebenfalls reduziert werden. Da NO₂ nur 10 Prozent der NO_x-Emissionen darstellen und wiederum nur 25 Prozent dieser Emissionen reduziert werden können (Rao und Rubin 2002), werden die NO_x-Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb um 2,5 Prozent insgesamt vermindert. Die Aufwendungen für diese zusätzliche Reinigung konnten ebenfalls noch nicht modelliert werden.
- Durch die Reaktion von Staub und Chlorwasserstoff mit dem Lösemittel können die Staub-Emissionen um 50 Prozent und die HCl-Emissionen um 95 Prozent vermindert werden (Rao und Rubin 2002).

Tabelle 19-9 zeigt alle Annahmen im Überblick.

CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung

Beim Steinkohle-IGCC wird das CO₂ vor der Verbrennung abgetrennt (Brenngas-Dekarbonisierung). Hierzu muss mittels einer physikalischen Wäsche das CO₂ aus einem H₂/CO₂-Gemisch herausgelöst werden. In der Literatur stehen nur die benötigten Stromverbräuche für die einzelnen Prozessschritte zur Verfügung (Göttlicher 1999, Abb. 3.45), so dass der CO-Shift und die physikalische Wäsche nicht detailliert modelliert werden konnten. Es wird wiederum ein Abscheidegrad von 88 Prozent angesetzt.

Stromverbrauch CO-Shift	125 kWh _{el} /t CO ₂
Stromverbrauch physikalische Wäsche	48 kWh _{el} /t CO ₂
Verlorene Turbinenarbeit	30 kWh _{el} /t CO ₂
Summe	203 kWh _{el} /t CO ₂

Oxyfuel-Verfahren

Erfolgt die Verbrennung der Kohle nicht mit Luft, sondern mit reinem Sauerstoff, spricht man vom Oxyfuel-Verfahren. Es wird hier auf das Referenz-Steinkohlekraftwerk angewendet. Der Vorteil einer Verbrennung mit Sauerstoff ist, dass hieraus ein weit geringeres Abgasvolumen resultiert. Zudem enthalten die Rauchgase im Wesentlichen CO₂ (etwa 80 Vol. %) und Wasserdampf, so dass das CO₂ anschließend durch einfaches Auskondensieren abgefangen werden kann. Damit ist weder eine chemische noch eine physikalische Wäsche

Tabelle 10-9: Annahmen für Verbräuche und Emissionen bei der Modellierung des MEA-Abscheideprozesses

Kraftwerkstyp		Kohle-Dampfkraftwerk	Erdgas-GuD
CO ₂ -Gehalt der Abluft	%	11,2	3,2
Verbräuche bei der MEA-Abscheidung			
Stromverbrauch Abscheidung	kWh _{el} /t CO ₂	49	146
Dampfverbrauch Abscheidung	kWh _{th} /t CO ₂	1.166	1 166
MEA-Verbrauch	kg/t CO ₂	1,76 + 0,49	1,76
Aktivkohle	kg/t CO ₂	0,0826	0,0826
Natriumhydroxid (NaOH)	kg/t CO ₂	0,152	0,152
Kühlwasser	m ³ /t CO ₂	83,2	121,7
Emissionen Kraftwerksbetrieb			
SO ₂ -Emissionen	%	– 99,5	–
NO _x -Emissionen	%	– 2,5	– 2,5
Staub-Emissionen	%	– 50	– 50
Chlorwasserstoff (HCl)	5	– 95	– 95

nötig. Nachteil ist jedoch der zur Zeit noch sehr hohe Stromaufwand der Luftzerlegungsanlage zur Herstellung des Sauerstoffs.

Vereinfacht wird für dieses Projekt das in Umberto vorliegende Modell des Steinkohlekraftwerks um eine Luftzerlegungsanlage erweitert, ohne eine weitere Modellierung der einzelnen Stoffströme durchzuführen. Folgende Datengrundlagen wurden verwendet:

- Als Luftzerlegungsanlage wird die Anlage verwendet, die im Modell des Steinkohle-IGCCs (Briem et al. 2004) enthalten ist, das die Einsatzbedingungen im Jahr 2010 abbildet. Die für ein Kraftwerk der Größe von 450 MW_{el} dimensionierte Anlage wird linear auf die hier benötigte Kraftwerksgröße von 700 MW_{el} hochskaliert.
- Das Kondensieren des Abgases erfolgt im SO_x-Wäscher, wobei hier nur Kraftwerke mit nasser Entschwefelung in Frage kommen (wie im als Steinkohle-Kraftwerk verwendeten Umberto-Modul implementiert). Allerdings hat das abgetrennte CO₂ noch eine Restfeuchte von etwa 1 Prozent. Soll trockenes Gas erzeugt werden, muss weiter gekühlt und auskondensiert werden. Dieser zusätzliche Aufwand wird hier vernachlässigt, so dass für die Abscheidung eher konservativ gerechnet wird.
- Auf der anderen Seite wird bei Oxyfuel-Kraftwerken keine klassische Entstickungsanlage benötigt, da ein Großteil der Stickoxide des klassischen Verfahrens durch die Oxidation des Luftstickstoffs herrührt, der hier nicht vorhanden ist. Der geringere Eigenverbrauch des Oxyfuel-Kraftwerks durch die fehlende Entstickungsanlage wird hier ebenfalls nicht berücksichtigt.
- Die Stickoxid-Emissionen konnten noch nicht modelliert werden, so dass noch die alten, zu hohen Werte des Ausgangskraftwerks angesetzt wurden.
- Es fällt somit – neben der Luftzerlegungsanlage – nur der zusätzliche Aufwand zur Verflüssigung des Kohlendioxids an.
- Als CO₂-Abscheiderate werden 99,5 Prozent angesetzt, denn nach Göttlicher können „deutlich über 99 Prozent“ des CO₂ zurückgehalten werden. (Göttlicher 1999)
- Als Sauerstoffbedarf für ein Oxyfuel-Steinkohle-Kraftwerk werden von Göttlicher im Mittel 2,7 kg O₂/kg Brennstoff angegeben (Göttlicher 1999).
- Für den Strombedarf der Luftzerlegungsanlage wurde mit 0,2245 kWh_{el}/kg O₂ ebenfalls ein Mittelwert nach den Daten in Göttlicher gebildet. Der Sauerstoff wird hierbei mit einer hohen Reinheit von 96–97 Prozent produziert, was einerseits einen höheren Energieaufwand erfordert. Gleichzeitig wird aber die Verdichterarbeit der CO₂-Verflüssigung reduziert, da dort dann auch weniger Inertgas mit verdichtet werden muss. (Göttlicher 1999)

10.3.4 CO₂-Verflüssigung

Für die Erstverdichtung auf 110 bar (und damit die Verflüssigung des CO₂) wurden 110 kWh_{el}/t CO₂ angesetzt (Göttlicher 1999). Dabei wird eine mehrstufige Verdichtung ausgehend von 1 bar mit Zwischenkühlung auf 30 °C angenommen.

10.3.5 Transport des CO₂

Es wird der Transport und die Speicherung des CO₂ eines einzelnen Kraftwerks modelliert. Für diesen Fall wird das Ruhrgebiet als Startpunkt und ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland als Zielort ausgewählt. Als willkürliche Transportentfernung werden 300 km festgelegt. Es wird angenommen, dass die Pipeline gezielt für dieses Kraftwerk neu gebaut werden muss, da nur im Ausnahmefall bestehende (Erdgas)-Pipelines nutzbar sein werden. Dieses Transport- und Speicherszenario wird auf alle oben definierten Referenzkraftwerke angewendet (s. Tabelle 10-10).

Tabelle 10-10:
CO₂-Transportszenarien
für Kraftwerke

Szenario	Standort CO ₂ -Quelle	Kraftwerkstyp und el. Leistung	CO ₂ -Abscheidung		Pipeline Land ^{b)} + Schiff [km]	Pipeline ^{c)} Durchmesser [mm]	Speicherort
			[Mt/a] ^{a)}	[t/d] ^{d)}			
1	Ruhrgebiet	1 StK 700 MW	3,57	9 781	300 + 0	400	Gasfeld onshore
2	Ruhrgebiet	1 BrK 700 MW	5,11	14 010	300 + 0	450	Gasfeld onshore
3	Ruhrgebiet	1 GuD 700 MW	1,70	4 670	300 + 0	305	Gasfeld onshore
4	Ruhrgebiet	1 IGCC 700 MW	3,4	9 316	300 + 0	380	Gasfeld onshore
5	Ruhrgebiet	1 StK Oxyfuel 700 MW	4,25	11 642	300 + 0	400	Gasfeld onshore
^{a)} Umgerechnet mit 7 000 h/a Grundlast-KW, Abscheidegrad 88 % Steinkohle-KW: CO ₂ -Emission = 676 g/kWh _{el} , Nutzungsgrad 49 % → 40 % Braunkohle-KW: CO ₂ -Emission = 849 g/kWh _{el} , Nutzungsgrad 46 % → 34 % Erdgas GuD: CO ₂ -Emission = 337 g/kWh _{el} , Nutzungsgrad 60 % → 51 % Steinkohle-IGCC: CO ₂ -Emission = 662 g/kWh _{el} , Nutzungsgrad 50 % → 42 % Steinkohle-Oxyfuel: CO ₂ -Emission = 676 g/kWh _{el} , Nutzungsgrad 49 % → 38 %							
^{b)} Inklusive einem Turboverdichter mit Gasturbinen-Antrieb							
^{c)} Abgeschätzt nach Angaben aus Bock et al. 2001							
^{d)} Gerechnet mit 365 d/a							

Typ	Durchmesser [mm]	Wanddicke [mm]	Durchschnittliche Transportkapazität			Druck [bar]	Lebensdauer [a]
			[Mio. Nm ³ /h]	[Mt/a] ^{a)}	[t/d]		
„Fernleitung onshore, geringe Kapazität“	950	10	0,8	5	13 824	65–100	50
„Fernleitung onshore, hohe Kapazität“	1 220	12	1,1	7	19 008	65–100	50
„Fernleitung offshore, hohe Kapazität“	1 000	25 + 100 für Betonmantel	1,6	10	27 648	65–100	50
a) Umgerechnet mit 0,72 kg CH ₄ /Nm ³							
Verdichter: Für die Pipelines wurden alle 150 km ein Turboverdichter mit Gasturbinen-Antrieb (10 MW) berücksichtigt.							

Tabelle 10-11:
Fernleitungs-Module in
der ecoinvent-Datenbank
(ecoinvent 2005)

Zur Modellierung des Transports werden bestehende Ökobilanz-Module von Erdgas-Pipelines aus der ecoinvent-Datenbank verwendet (siehe Tabelle 10-11). Vom Aufbau und Betrieb sind beide Pipeline-Typen vergleichbar, d.h. die Werte für Material, Flächenverbrauch, Überwachung, Rückbau und dergleichen können von den Erdgas-Pipelines übernommen werden. Geringfügige Unterschiede gibt es bei der Betriebsenergie, also der Verdichterleistung pro transportierter Menge an CO₂ (hier bei Erdgas in m³) und Entfernungskilometer, die jedoch zunächst vernachlässigt werden. Sollen größere Transportszenarien modelliert werden, müssen evtl. noch eine Hafeninfrastruktur und/oder Zwischenspeicher berücksichtigt werden.

Vergleicht man den Transportbedarf der Transportszenarien (300 km Ruhrgebiet-Norddeutschland mit maximal 14 000 t CO₂ pro Tag) mit den Kapazitäten der Fernleitungsmodule, so zeigt sich, dass die „Fernleitung onshore, geringe Kapazität“ ausreichend ist. Sie erscheint zwar mit einer Jahreskapazität von 5 Mt für das Erdgas-GuD zunächst überdimensioniert, jedoch muss berücksichtigt werden, dass alle Aufwendungen auf die transportierten Tonnenkilometer umgelegt werden, so dass bei geringem Durchfluss auch nur geringe Stoff- und Energieströme angerechnet werden.

10.3.6 CO₂-Speicherung

Für die benötigten Stoff- und Energieverbräuche der Speicherung konnten bisher mangels Quellen keine Daten ermittelt werden. (Hendriks et al. 2004) geben jedoch für einen ähnlichen Fall Transportkosten von

5 \$/t CO₂ und Speicherkosten von 1,1–3,6 \$/t CO₂ an, abhängig von der Speichertiefe. Geht man von einem Durchschnittswert von 2,35 \$/t CO₂ aus, betragen die Speicherkosten etwa die Hälfte der Transportkosten. Dieser Wert wird zunächst auch für die Ökobilanz der Speicherung verwendet. Für die betrachteten Emissionen und den kumulierten Energieaufwand werden daher in erster Näherung 50 Prozent des Transports angesetzt. Von keinem Experten konnte bisher nachgewiesen werden, dass die zu wählenden Speicher hundertprozentig dicht sein werden, so dass im Rahmen der Ökobilanzierung auch die Frage der Leckage (leakage rate) betrachtet werden muss. Hierbei ergeben sich folgende offene Fragen:

- Welche Leckagerate sollte modelliert werden?
- Wird die Leckage direkt von Beginn an auftreten oder erst in einem späteren Stadium?
- Werden Leckagen abgedichtet werden können oder wird das gesamte CO₂ ausströmen?
- Welcher Zeitraum muss also für eine Leckage betrachtet werden?

In der folgenden Modellierung wird aufgrund der ungelösten Fragen zunächst mit einer Leckagerate von 0 Prozent gerechnet, um den „best case“ aufzeigen zu können. In einer Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 10.7.1) werden dann verschiedene Leckageraten angenommen. Alle weiteren Szenarien ergeben jedoch automatisch höhere CO₂-Emissionen als die hier gezeigte Variante ohne Leckage.

Kraftwerk	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad [%]	Quelle	Anmerkung
Solarthermie (Typ SEGS)	200	1 kWh	17,6	Viebahn 2004, May 2005	
Wind offshore	5	1 kWh		Pick 1998	Onshore-Anlagen mit Offshore-Anlagen gleichgesetzt nach (Chataignere und le Boulch 2003)

Tabelle 10-12:
Referenzkraftwerke
erneuerbare Energien

10.4 Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern

Die fossil gefeuerten Kraftwerke werden mit Kraftwerken aus Erneuerbaren Energien verglichen, die zum Betrachtungszeitpunkt (2020) zur Verfügung stehen werden. Da innerhalb der oben dargestellten Transportszenarien das Ruhrgebiet als Standort für die fossilen Kraftwerke festgelegt wurde, werden auch die regenerativen Kraftwerke „frei Ruhrgebiet“ bilanziert. Tabelle 10-12 zeigt die modellierten Kraftwerke:

- Solarthermie:** Für den Zeitraum ab 2020 ist es denkbar und wahrscheinlich, in Nordafrika solarthermisch erzeugten Strom über eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung (HGÜ) nach Europa zu transportieren. Durch die Nutzung thermischer Speicher könnte Solarstrom selbst als Grundlast im bundesdeutschen bzw. europäischen Netz genutzt werden (DLR 2006). Zum Vergleich mit den konventionellen Kraftwerken wird ein solarthermisches Kraftwerk mit Standort in Algerien und HGÜ-Transport ins Ruhrgebiet angenommen. Verwendet wird die Ökobilanz eines solarthermischen Kraftwerks der Leistung 200 MW, das für einen reinen Solarbetrieb ausgelegt wurde. Dies ist möglich durch Verwendung eines thermischen Speichers, der überschüssige Wärme vom Tag speichert und in der Nacht wieder freisetzt. Das Kraftwerk vom Typ SEGS wurde in (Viebahn 2004) ursprünglich mit einer Leistung von 80 MW für einen Standort in Ägypten modelliert und in (May 2005) auf eine Leistung von 200 MW für einen Standort in Algerien (mit höherem Strahlungsangebot) hochskaliert.
- Wind:** Im Jahr 2020 werden große Offshore-Windparks in der Nordsee in Betrieb sein, deren Strom ebenfalls über HGÜ-Leitungen ins Ruhr-

gebiet transportiert werden kann. Verwendet wird die Ökobilanz einer Windkraftanlage der Leistung 1,5 MW aus (Pick 1998). Sowohl in (Briem et al. 2004) als auch in (Chataignere und le Boulch 2003) wurde gezeigt, dass sich die Umweltwirkungen einer Onshore- und einer wesentlichen größeren Offshore-Anlage (z.B. der Größe 4,5 MW) nicht sonderlich unterscheiden. Offshore herrschen zwar erheblich bessere Windverhältnisse vor, andererseits werden erheblich höhere Mengen an Stahl und Beton verbaut. Beide Effekte gleichen sich in etwa aus, so dass die vorliegende Bilanz der Onshore-Anlage verwendet wird.

Zum Transport des in Afrika bzw. in der Nordsee erzeugten Stroms zu dem Referenzstandort „Ruhrgebiet“ mittels einer HGÜ wird eine aktuelle Ökobilanz von (May 2005) verwendet. Hierin wurde eine 10 GW-Freileitung (800 kV Doppel-Bipol-System auf zwei getrennten Trassen mit Aluminium-Stahl-Verbundseil) bzw. ein 10 GW-Seekabel (800 kV-Massekabel mit zentralem Kupferleiter) bilanziert. Folgende Entfernungen werden für diese Studie verwendet:

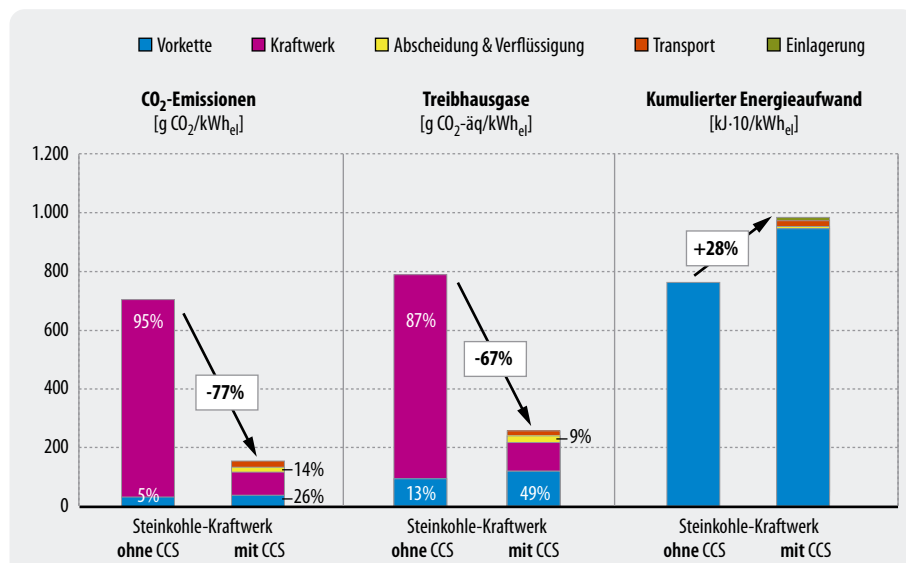
- Solarthermie, Algerien-Ruhrgebiet:** HGÜ via 3 100 km Freileitung und 18 km Seekabel
- Wind offshore, Nordsee-Ruhrgebiet:** HGÜ via 500 km Freileitung und 30 km Seekabel

10.5 Einzelanalysen Stromerzeugungssysteme

10.5.1 Konventionelle Kraftwerke

Am Beispiel des Steinkohle-Dampfkraftwerks wird im Folgenden stellvertretend für die drei fossilen Referenzkraftwerke gezeigt, a) welchen Beitrag die einzelnen

Abbildung 10-7:
Vergleich der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk ohne und mit CCS



Schritte der CO₂-Abtrennung und Speicherung zum Gesamtergebnis liefern und b) wie sich die Emissionen und der kumulierte Energieaufwand beim Einsatz von CCS verändern (siehe Abbildung 10-7).

- Werden in Ökobilanzen Kraftwerke modelliert, wird im Allgemeinen zwischen dem Kraftwerksbetrieb selber und der Vorkette der eingesetzten Rohstoffe, insbesondere der Energieträger, unterschieden. Wie man in der folgenden Abbildung sieht, trägt die Steinkohle-Vorkette mit 5 Prozent nur zu einem geringen Teil zu den CO₂-Emissionen, mit 13 Prozent jedoch zu einem nicht unerheblichen Teil zu den Treibhausgas-Emissionen insgesamt bei (Balken 1 und 3). Als Treibhausgase wurden in dieser Übersichtsökobilanz die drei Emissionen CO₂, Methan (CH₄) und N₂O (Lachgas) bilanziert. In der Steinkohle-Vorkette spielen insbesondere die Methan-Emissionen bei der Förderung eine Rolle, während bei der Erdgas-Vorkette die Freisetzung durch Leckagen beim Transport ein Hauptgrund ist (WI und MPI 2004). Bei der Modellierung der Varianten der CO₂-Abscheidung kommen zu diesen „Grundbelastungen“ die Emissionen und der Energieverbrauch von Abscheidung, Transport und Speicherung hinzu, wie man an der zweiten, vierten und sechsten Säule sieht. Während der Schritt der Abscheidung mit 9 Prozent (Treibhausgase) bzw. 14 Prozent (CO₂-Emissionen) einen relevanten Anteil ausmacht, sind die Anteile für den Transport und die Einlagerung am gesamten CCS-Pfad minimal. Innerhalb der Abscheidung ist auch die Verflüssigung (Verdichtung auf 110 bar) enthalten.
- Für das Steinkohle-Dampfkraftwerk wird – wie auch für die anderen Referenzkraftwerke – ein CO₂-Abscheidegrad von 88 Prozent angesetzt. Die CO₂-Emissionen des Gesamtprozesses gehen jedoch nur um 77 Prozent zurück, da die oben erwähnten zusätzlichen (indirekten) Emissionen

aus dem Abscheideprozess sowie in geringem Maße aus Transport und Speicherung hinzukommen (vergleiche Balken 1 und 2). Die Belastungen aus der Vorkette können mittels CO₂-Abscheidung nicht reduziert werden. Erheblich schlechter wird die Gesamtbilanz, wenn man die Treibhausgas-Emissionen insgesamt betrachtet, die nur um 67 Prozent reduziert werden können (Balken 3 und 4). Hier spielen insbesondere die hohen Methan-Emissionen in der Vorkette eine wichtige Rolle, die dazu führen, dass der Anteil der Vorkette in dem CCS-Kraftwerk auf 49 Prozent ansteigt (Balken 4). Der kumulierte Energieaufwand schließlich steigt auf 128 Prozent (9 870 kJ/kWh_{el}) des ursprünglichen Wertes (7 740 kJ/kWh_{el}) an, hauptsächlich verursacht durch den Zusatzenergiebedarf bei der Abscheidung (Balken 5 und 6).

10.5.2 Regenerative Kraftwerke

Bei den regenerativen Kraftwerken fällt der Vergleich mit einem Alternativsystem weg, da die Emissionen im Vergleich zu fossilen Kraftwerken von Anfang an sehr niedrig sind (siehe unten). Bei den betrachteten Wind- und Solarthermie-Kraftwerken wird im Allgemeinen auch nicht zwischen Vorkette und Kraftwerk unterschieden, da keine Vorketten des Brennstoffeinsatzes zu bilanzieren sind.

Relevant für die Gesamtbilanz innerhalb dieses Projektes ist jedoch die Unterscheidung zwischen Kraftwerk und Stromtransport, da wie oben erläutert der Strom per HGÜ von Algerien bzw. von der Nordsee bis zum Ruhrgebiet transportiert wird. Wie aus der folgenden Abbildung 10-8 deutlich wird, beträgt der Anteil der HGÜ beim Wind jedoch nur 1–3 Prozent der Gesamtemissionen bzw. -aufwendungen, bei der Solarthermie zwischen 8 und 24 Prozent. Der allgemein höhere Wert bei den Treibhausgasen ergibt sich daraus, dass während des Betriebs an der Leitung durch die Ionisierung

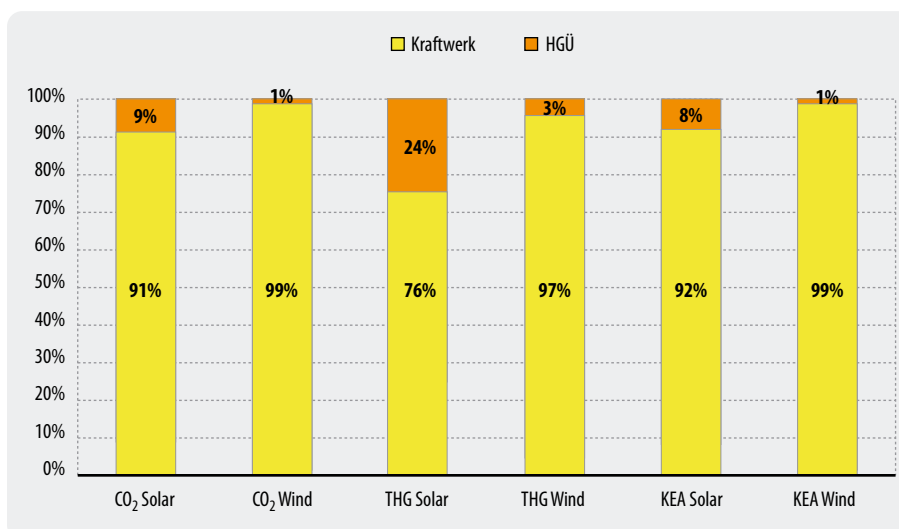


Abbildung 10-8:
Vergleich der Anteile von Kraftwerk und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an Emissionen und kumulierten Energieverbrauch (THG = Treibhausgas-Emissionen; KEA = Kumulierter Energieaufwand)

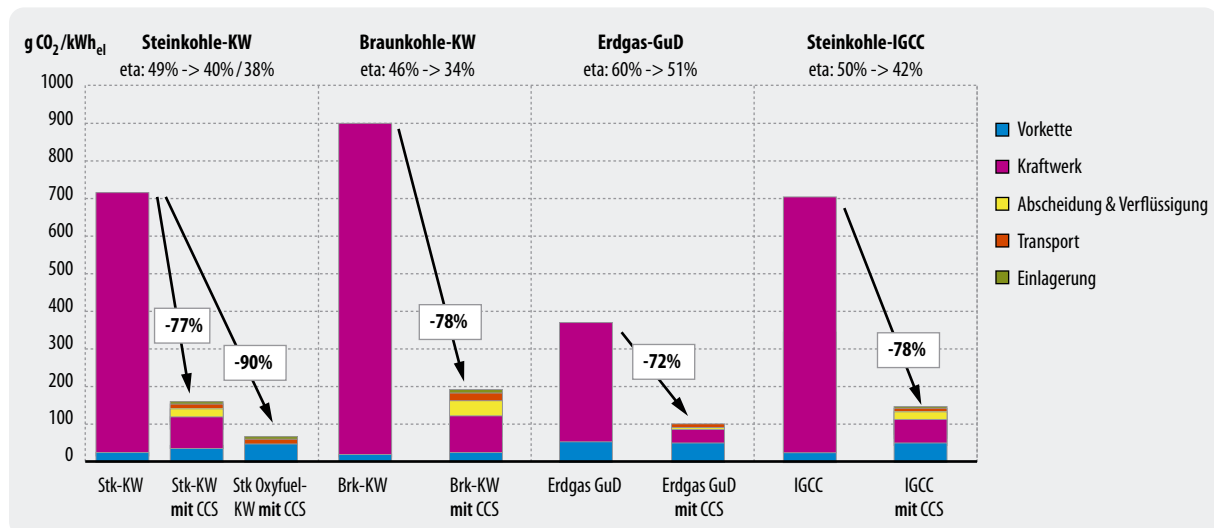


Abbildung 10-9: Vergleich der CO₂-Emissionen der fossilen Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

der Luftmoleküle N₂O-Emissionen entstehen (May 2005). Der generell höhere Anteil bei der Solarthermie ist begründet in der erheblich längeren Leitung (3 120 km) im Vergleich zu Wind (530 km).

10.6 Vergleich der Stromerzeugungssysteme

10.6.1 Treibhausgase und kumulierter Energieaufwand

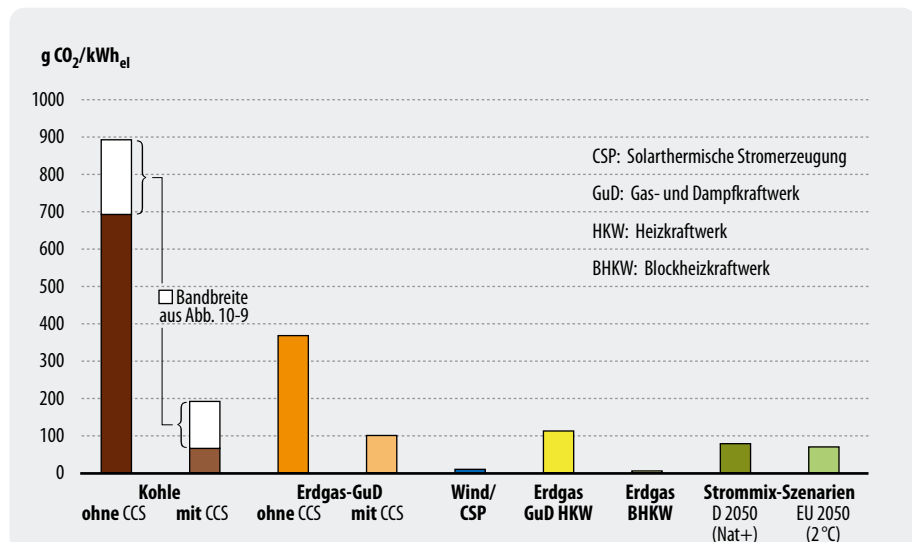
Die im vorherigen Kapitel gezeigte Vorgehensweise wurde auf alle betrachteten fossilen Kraftwerke angewandt. In den folgenden Abbildungen werden die vier fossilen Referenzkraftwerkstypen

- Steinkohle (Dampf),
- Braunkohle (Dampf),
- Erdgas-GuD und
- Steinkohle-IGCC

zunächst mit ihren jeweiligen CCS-Varianten verglichen. Neben den CO₂-Emissionen (Abbildung 10-9) und den Treibhausgas-Emissionen (Abbildung 10-11) wird auch der Kumulierte Energieaufwand (Abbildung 10-13) dargestellt. Im Hinblick auf die klimawirksamen Emissionen werden die CCS-Kraftwerke zusätzlich mit einer Auswahl weiterer Optionen aus dem Bereich

- **Erneuerbare Energien** (Solarthermische Kraftwerke bzw. Windkraftwerke) und
- **fortschrittliche fossile KWK** (Kraft-Wärme-Koppelung-Technologien (Erdgas-GuD-Heizkraftwerk bzw. Erdgas-Blockheizkraftwerk))

Abbildung 10-10:
Vergleich der CO₂-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und fortschrittliche fossile KWK-Technologien



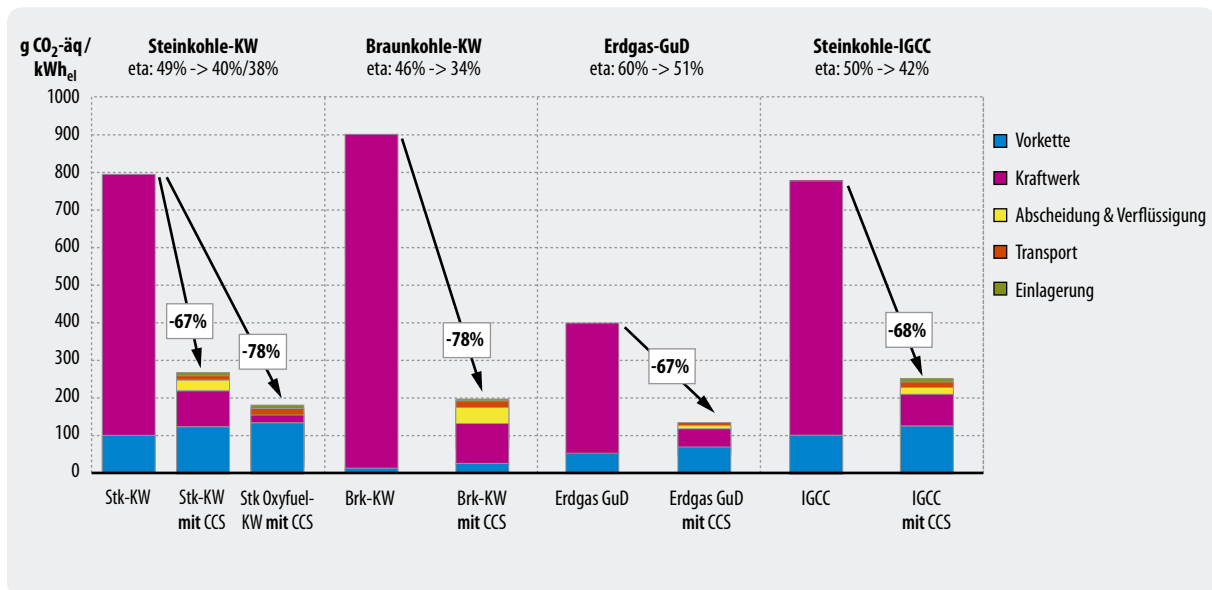


Abbildung 10-11: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

verglichen (CO₂-Vergleich in Abbildung 10-10 und THG-Vergleich in Abbildung 10-12). Weitere Wirkungskategorien werden im nachfolgenden Kapitel betrachtet.

Beachtet werden sollte bei dem Vergleich der CCS-Varianten, dass die Kraftwerke mit vor- und nachgeschalteter CO₂-Abscheidung mit einem Abscheidegrad von 88 Prozent gerechnet wurden, die Abscheidung beim Oxyfuel-Kraftwerk dagegen mit 99,5 Prozent angesetzt wurde.

Aus dem Vergleich der CO₂-Emissionen in Abbildung 10-9 können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Betrachtet man zunächst nur die Kraftwerke mit Pre- und Post-Combustion-Technologie, so ist bei allen vier Kraftwerkstypen bei den gegebenen Annahmen eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 72 Prozent bis 78 Prozent zu erzielen. Das Erdgas-GuD-Kraftwerk schneidet hierbei mit –72 Prozent relativ betrachtet am schlechtesten ab, da die Vorketten-Emissionen im Vergleich zu den restlichen Emissionen relativ gesehen am höchsten sind (und nicht durch die Abscheidetechnologie reduziert werden können).
- Vergleicht man die tatsächliche Reduktion (72 Prozent bis 78 Prozent) mit der gewählten Abscheiderate (88 Prozent), so zeigt sich eine Differenz von 10 bis 16 Prozentpunkten. Der Grund sind die Emissionen, die schon während der Vorkette auftreten, sowie der durch die Abscheidung verursachte höhere spezifische Energieverbrauch.
- Das Steinkohle-Kraftwerk mit Oxyfuel-Technologie erreicht eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 90 Prozent. Verglichen mit dem zunächst hohen Abscheidegrad von 99,5 Prozent sind dies

10 Prozentpunkte weniger, die ebenfalls durch die Emissionen der Vorkette, den höheren Energieverbrauch durch die Abscheidung und auch den höheren Verbrauch beim Transport (größere Transportmenge!) verursacht werden.

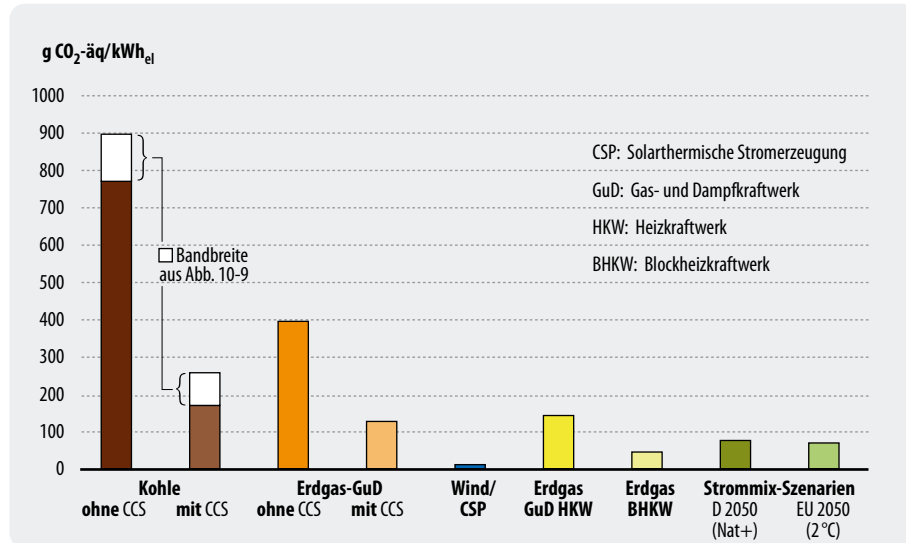
In Abbildung 10-10 sind neben der Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken (Kohle und Erdgas) zum Vergleich erneuerbare Energien (Wind offshore und solarthermische Kraftwerke) und fortschrittliche KWK-Technologien dargestellt (Erdgas-GuD-Kraftwerk mit Wärmeauskopplung und Erdgas-Blockheizkraftwerk). Ferner sind mögliche Strommixe für Deutschland und die EU im Jahr 2050 gegenübergestellt, deren Realisierbarkeit vom DLR in verschiedenen Studien nachgewiesen wurde⁴. Während die Belastung durch die erneuerbaren Energien (aus der Herstellung der Anlagen resultierend) sehr gering ist, liegen die fossilen Technologien und zukünftige Strommixe (ohne Einbezug von CCS) leicht höher als die CCS basierten Kraftwerke.

Ähnliche Schlussfolgerungen ergeben sich beim Vergleich der Treibhausgas-Emissionen (Abbildung 10-11). Als Treibhausgase wurden die CO₂-Äquivalente aus CO₂, CH₄ und N₂O berücksichtigt und gemäß den Faktoren in Tabelle 10-3 gewichtet.

- Die Reduktionsraten der Treibhausgas-Emissionen sind insgesamt geringer als die der reinen CO₂-Emissionen, da neben Kohlendioxid auch Methan und N₂O zum Treibhauseffekt beitragen.
- Beiden Kraftwerken mit Pre- und Post-Combustion-Technologie ist eine Reduktion der Treibhausgas-

⁴ Quellen: Erdgas GuD Heizkraftwerk und Erdgas BHKW: Fritzsche et al. 2007; Strommix-Szenarien D: Nitsch 2007; Strommix-Szenarien EU: Greenpeace und EREC 2007

Abbildung 10-12:
Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von CCS-Kraftwerken mit ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und fortschrittlichen Konzepten unter Einschluss fossiler Energieträger



Emissionen von 67 Prozent bis 78 Prozent zu erzielen. Wegen der geringen Vorketten-Emissionen schneidet das Braunkohle-Kraftwerk hierbei mit minus 78 Prozent am besten ab. Sowohl beim Erdgas-GuD als auch insbesondere beim Steinkohle-Kraftwerk tragen die Methan-Emissionen (Leckage der Leitungen bzw. Freiwerden bei der Förderung) zu einem höheren Treibhauspotenzial bei.

- Das Steinkohle-Kraftwerk mit Oxyfuel-Technologie erreicht (trotz der hohen CO₂-Abscheidungsrate von 99,5 Prozent) nur eine Reduktion der THG-Emissionen um 78 Prozent und liegt damit sowohl relativ als auch absolut betrachtet nahe am Braunkohle-Kraftwerk mit Post-Combustion-Technologie. Der Grund hierfür sind wiederum die Methan-

Emissionen, die aus der Steinkohle-Förderung zu Buche schlagen.

- Das beste Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) hat mit 396 g CO₂-Äquivalenten pro kWh nur 51 Prozent mehr Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit nachgeschalteter CO₂-Abscheidung und 262 g CO₂-Äquivalenten pro kWh).

Analog zu den CO₂-Emissionen sind auch die Treibhausgas-Emissionen insgesamt von Strom aus Wind bzw. Solarthermie verschwindend gering (Abb. 10-12). Mehr noch als bei den CO₂-Emissionen liegen die Treibhausgas-Emissionen der fortschrittlichen fossilen KWK-Technologien sowie die zukünftigen Strom-

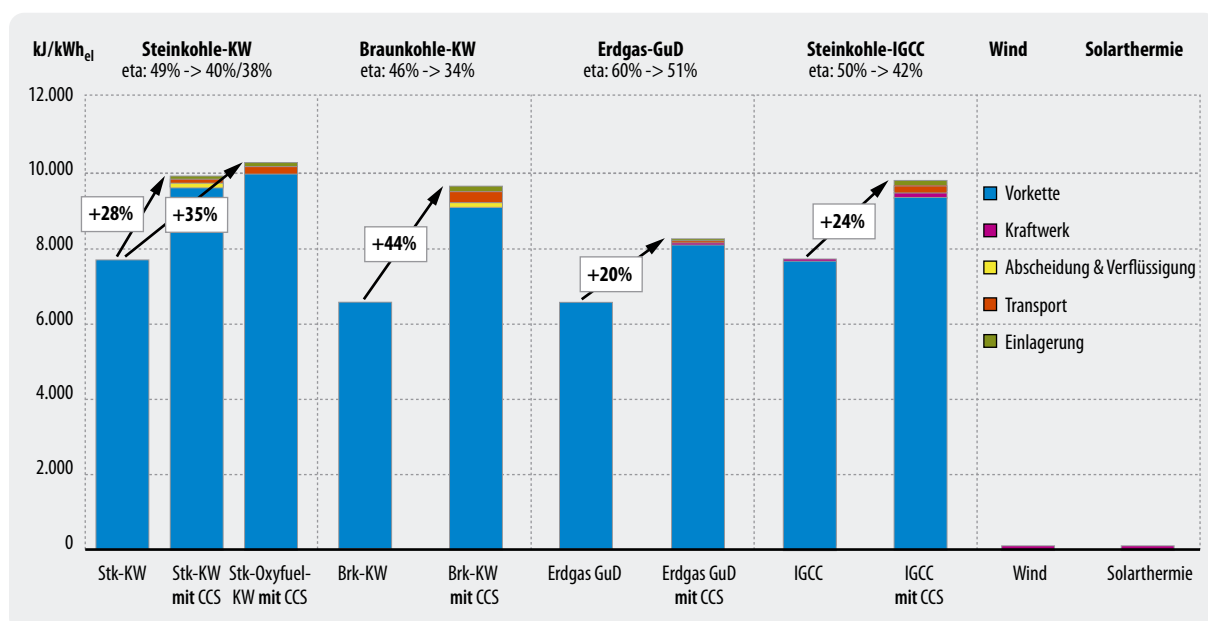


Abbildung 10-13: Vergleich des Kumulierten Energieaufwandes der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS

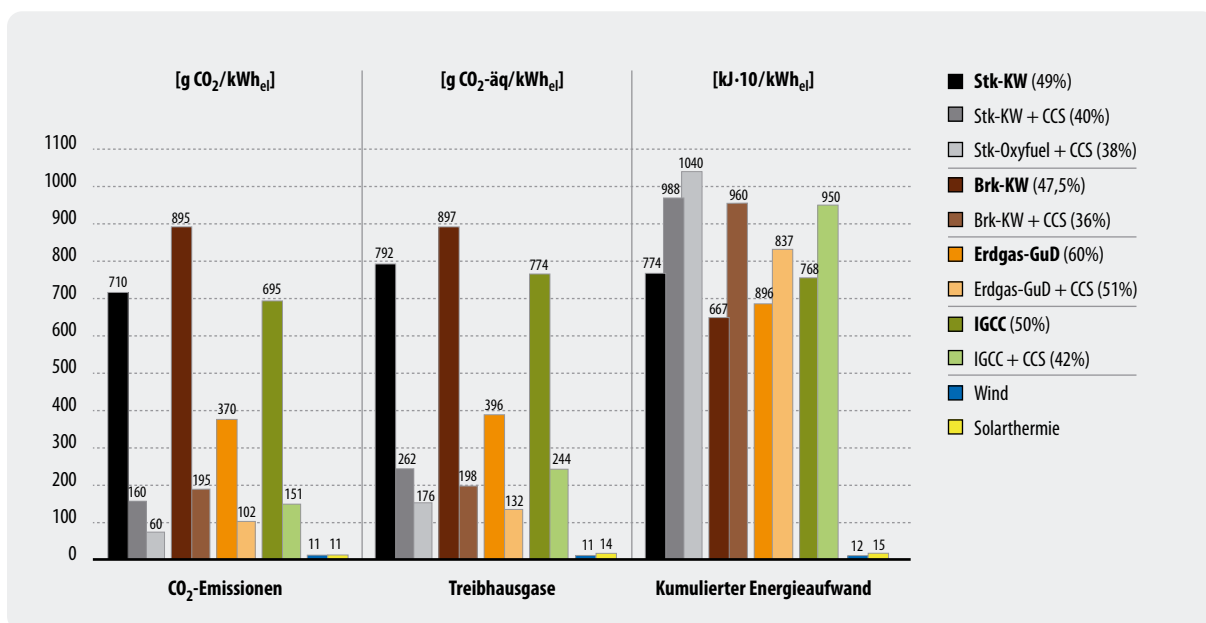


Abbildung 10-14: Vergleich der *absoluten* CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)

mixe (ohne Einbezug von CCS) in etwa gleichauf mit den CCS-basierten Kraftwerken. Mit Erdgas-GuD und Erdgas-BHKW liegen damit bereits heute auf dem Markt befindliche Technologien vor, die schon jetzt so umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.

Für den Kumulierten Energieaufwand (KEA) können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden (Abbildung 10-13):

- Die Steigerungsraten beim Energieaufwand liegen zwischen 20 Prozent und 44 Prozent. Sie sind um so höher, je höher die spezifischen CO₂-Emissionen der Referenz-Kraftwerke (ohne CCS) sind, da bei höheren Emissionen auch mehr CO₂ abgeschieden und damit mehr Energie benötigt wird. Dementsprechend hat das Braunkohle-Dampfkraftwerk den höchsten Zuwachs, das Erdgas-GuD den niedrigsten Zuwachs des KEA zu verzeichnen.

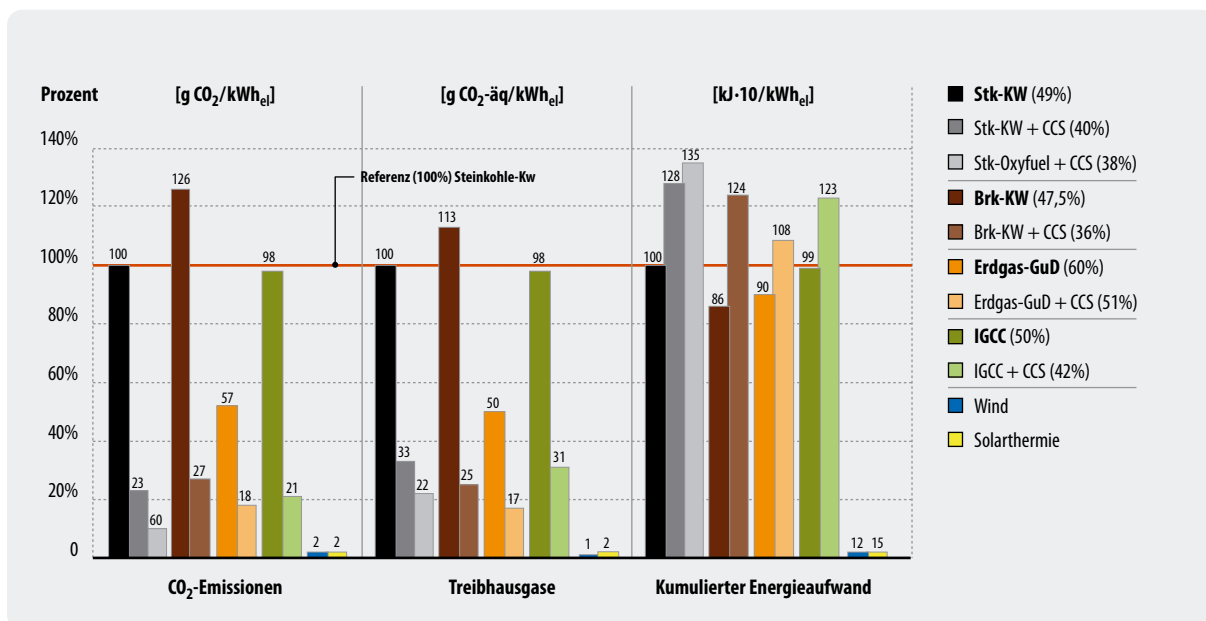
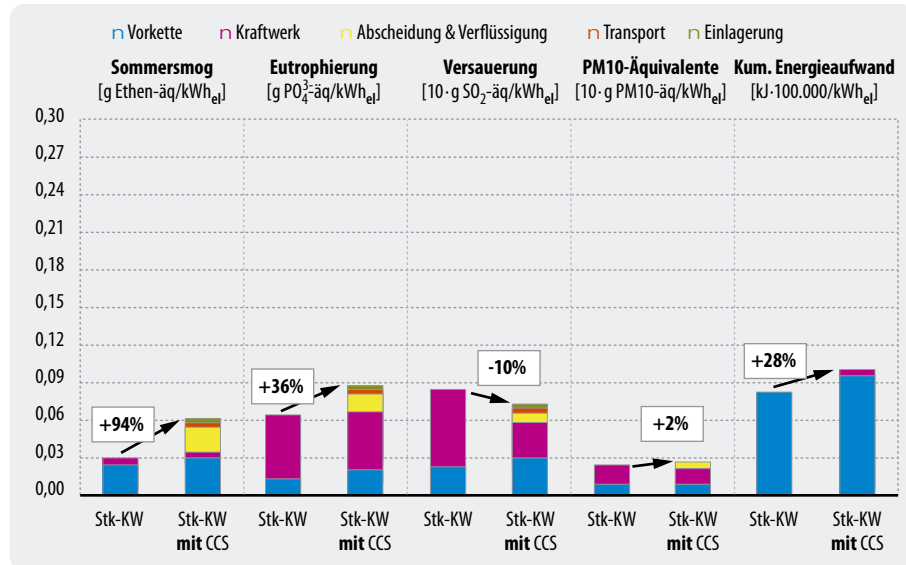


Abbildung 10-15: Vergleich der *relativen* CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)

Abbildung 10-16:
Vergleich weiterer Wirkungs-
kategorien für das
Steinkohle-Dampfkraftwerk
ohne und mit CCS
(Post-Combustion)



- Der KEA von Strom aus Wind bzw. Solarthermie ist mit etwa 2 Prozent (bezogen auf den KEA des Steinkohle-Referenzkraftwerks) wiederum verschwindend gering.

In den beiden Abbildungen 10-14 und 10-15 werden diese Relationen schließlich noch in zwei anderen Darstellungen wiedergegeben. Während in Abbildung 10-14 die *absoluten* Zahlen dargestellt werden, sind in Abbildung 10-15 die Werte *relativ zum Referenz-Steinkohle-Dampfkraftwerk* (= 100 Prozent) aufgetragen.

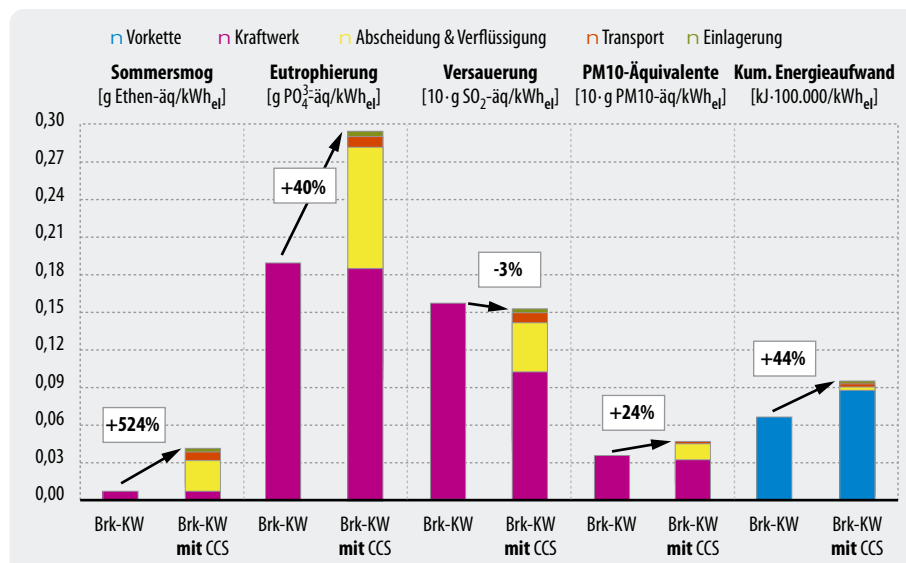
10.6.2 Weitere Wirkungskategorien

Wie im methodischen Teil (Kapitel 10.1.3) dargestellt, werden neben dem Treibhauseffekt und dem kumulierten Energieaufwand innerhalb der Ökobilanzierung weitere Wirkungskategorien ausgewertet. Dies sind

Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung und die Partikelbelastung. Sie spielen insbesondere dann eine Rolle, wenn im Verlauf der CO₂-Abscheidung nicht nur ein höherer Energieverbrauch zu bilanzieren ist (dann würden sie zunächst ebenso wie CO₂- oder Methanemissionen linear ansteigen), sondern wenn andere Materialien zum Einsatz kommen, z.B. die Herstellung des Lösemittels Monoethanolamin (MEA) für die nachgeschaltete Abscheidung. Weiterhin werden – wie in den Annahmen gezeigt – einzelne Emissionen durch die Reaktion mit dem Lösemittel ebenfalls reduziert, was teilweise eine relative Reduktion in verschiedenen Wirkungskategorien bedingt.

Abbildung 10-16 zeigt die Veränderung der Wirkungskategorien am Beispiel des Steinkohle-Dampfkraftwerks ohne und mit CO₂-Abscheidung. Der um 28 Prozent höhere Energieverbrauch von Abscheidung, Transport und Speicherung bedingt zunächst einen proportio-

Abbildung 10-17:
Vergleich weiterer Wirkungs-
kategorien für das Braun-
kohle-Dampfkraftwerk
ohne und mit CCS
(Post-Combustion)



nalen Anstieg bei allen Wirkungskategorien. Insgesamt sind jedoch weitere Einflüsse zu beachten:

- Der überproportionale Anstieg beim *Sommersmog* um weitere 66 Prozentpunkte auf 94 Prozent ist auf den Abscheidvorgang und hierbei auf die Herstellung der Chemikalie Monoethanolamin (und in geringem Maße auf das benötigte Natriumhydroxid) zurückzuführen.
- Ebenso basiert auch der zusätzliche Anstieg bei der *Eutrophierung* auf der Chemikalien-Herstellung. Er wird jedoch dadurch abgedämpft, dass die NO_x -Emissionen, die zur Eutrophierung beitragen, im Rahmen des Abscheidvorgangs des CO_2 ebenfalls (leicht) reduziert werden.
- Die Gesamtbilanz der *Versauerung* ist negativ, was durch die fast komplette Reduzierung der SO_2 -Emissionen im Betrieb verursacht wird. Da jedoch auch andere Substanzen wie die NO_x -Emissionen zur Versauerung beitragen und Vorkette, Transport und Speicherung zu addieren sind, ist insgesamt nur eine Reduktion um 10 Prozent zu verzeichnen.
- Ebenso wird durch die Halbierung der Partikelemissionen beim Betrieb insgesamt nur eine 2 prozentige Steigerung der *PM10-Äquivalente* erreicht.

Insgesamt ist zu beachten, dass der Abscheidvorgang mittels MEA noch nicht komplett modelliert werden konnte, so dass die Ergebnisse noch nicht als endgültig betrachtet werden sollten.

Ähnliche Auswirkungen sind beim Braunkohle-Dampfkraftwerk zu verzeichnen (Abbildung 10-17), nur dass die Werte insgesamt erheblich höher als beim Steinkohle-Kraftwerk sind (die Skalen sind jeweils gleich hoch).

Der Anstieg des *Sommersmogs* ist absolut gesehen leicht höher als beim Steinkohle-Kraftwerk (da aufgrund der höheren CO_2 -Emissionen mehr CO_2 abgeschieden und damit mehr MEA verbraucht wird). Er wirkt sich jedoch relativ gesehen (mit +524 Prozent) erheblich höher aus, da in der Vorkette nur minimale Emissionen anfallen.

Aufgrund der höheren Betriebsemissionen des Braunkohle-Kraftwerks sind auch die anteiligen Emissionen des Abscheidvorgangs erheblich höher. Hinzu kommen wiederum die Emissionen durch die Chemikalienherstellung. Da im Kraftwerk ohne CCS die Vorkette weitgehend unbeteiligt ist, fällt der Anstieg insgesamt höher aus als beim Steinkohle-Kraftwerk.

Abbildung 10-18 zeigt schließlich am Beispiel der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung den Vergleich sämtlicher bilanzierter Kraftwerke zusammen mit der regenerativen Stromerzeugung. Alle Werte sind normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk. Die Grafik zeigt insbesondere die erheblichen Unterschiede der Emissionen von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken auf. Beachtet werden sollte, dass beim Oxyfuel-Kraftwerk und beim IGCC-Kraftwerk (Pre-Combustion) noch keine detaillierte Modellierung der einzelnen Emissionen durchgeführt, sondern ein proportionaler Anstieg entsprechend des zusätzlichen Energieaufwandes angenommen wurde.

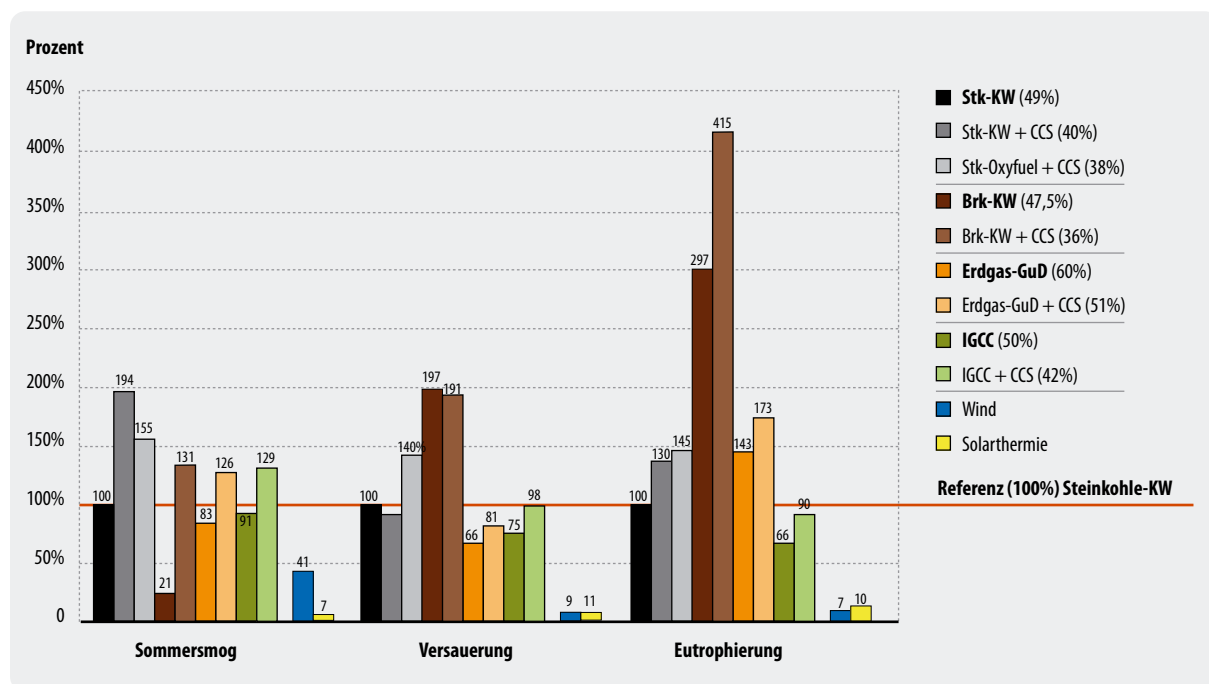


Abbildung 10-18: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung in *relativer* Form für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) (jeweils mit Angabe des erreichten Wirkungsgrades)

Wind- und Solarkraftwerke schneiden ebenfalls schlechter ab als bei den Treibhausgas-Emissionen und beim KEA, bleiben aber weiterhin weit unter den Werten der fossilen Kraftwerke. Verursacht werden diese Emissionen größtenteils durch die Herstellung der Kraftwerke. Eine detaillierte Interpretation kann für die Windbilanzen (Bruno 2003) sowie (Chataignere und le Boulch 2003) und für solarthermische Kraftwerke (Viebahn 2004) entnommen werden.

10.7 Sensitivitätsanalysen der Stromerzeugungssysteme

Die folgende Tabelle 10-13 zeigt die Sensitivitätsanalysen, die innerhalb der Ökobilanzierung durchgeführt wurden.

Tabelle 10-13: Sensitivitätsanalysen (Stromerzeugung)

Variation	Sensitiv.fall		Einheit	Grundvariante	Variation
1	1–4	Leckagerate des Speichers	%/a	0	0,0001 – 0,1
2	6–9	Abscheidegrad, variable Aufwendungen	%	88	90–96 mit entsprechend steigendem Ressourcenverbrauch
3	6a–9a	Abscheidegrad, fixe Aufwendungen	%	88	90–96 bei fixem Ressourcenverbrauch
4	14–17	Methan-Emissionen bei der Steinkohle-Förderung	kg/TJ	454	363–91

10.7.1 Sensitivitätsanalyse 1: Variation der Leckagerate

Grundlage

Von keinem Experten konnte bisher nachgewiesen werden, dass die zu wählenden Speicher hundertprozentig dicht sein werden, so dass im Rahmen der Ökobilanzierung auch die Frage der Leckage betrachtet werden muss. Genauso wenig wird jedoch eine verlässliche Aussage über mögliche Leckageraten (leakage rate) getroffen. Das IPCC stellt jedoch in seinem Sonderbericht zu CCS fest, dass wenn kontinuierliche Leckageraten auftreten, zumindest teilweise der Nutzen für den Klimaschutz zunichte gemacht werden würde (IPCC 2005b). Es bietet sich daher an, die Auswirkungen einer möglichen Leckage mittels einer Sensitivitätsanalyse zu betrachten.

Vorgehensweise

Zur Modellierung von Leckagen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Für die Modellierung wurden vier unterschiedliche Leckageraten gewählt, um die Unsicherheiten der CO₂-Austrittsrate abzubilden (0,1/0,01/0,001/0,0001 Prozent/Jahr). Aus heutiger Sicht erscheint es wenig wahrscheinlich und aus betriebswirtschaftlichen Gründen schon wenig sinnvoll, Speicher mit potenziell höheren Leckageraten in Betrieb zu nehmen.
- Die Leckage beginnt bereits im ersten Jahr der Einspeicherung; die tatsächlichen jährlichen Leckageraten werden jedoch in Abhängigkeit vom Füllstand des Speichers gerechnet. Je weniger der Speicher gefüllt ist, um so geringer ist die tatsächliche Leckagerate. Die volle Rate wird erst ab dem Zeitpunkt angenommen, ab dem der Speicher gefüllt ist.
- Als Zeitpunkt, zu dem der imaginäre Speicher gefüllt sein wird, wird in dem Modell das Jahr 41 angenommen, während die Systemlaufzeit, also die Laufzeit der Kraftwerke, 30 Jahre beträgt. Innerhalb der verbleibenden zehn Jahre könnte der Speicher beispielsweise durch ein anderes Kraftwerk weiter aufgefüllt werden.

Speichermenge und Leckage (1%/a)
über 100 Jahre

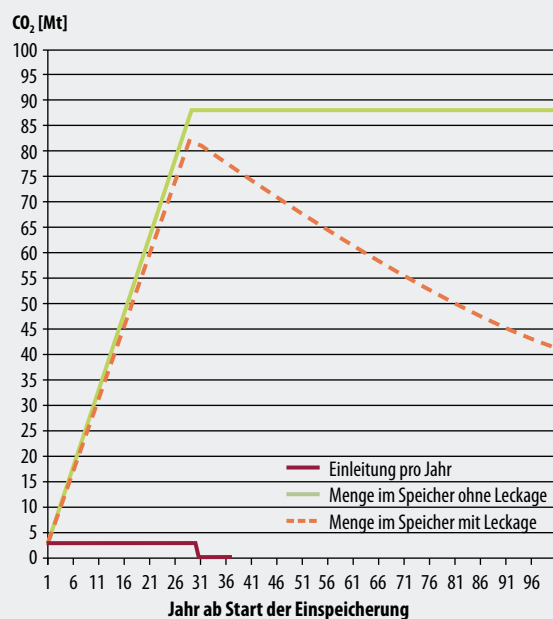


Abbildung 10-19: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 100 Jahre bei einer Leckagerate von 1 %/a

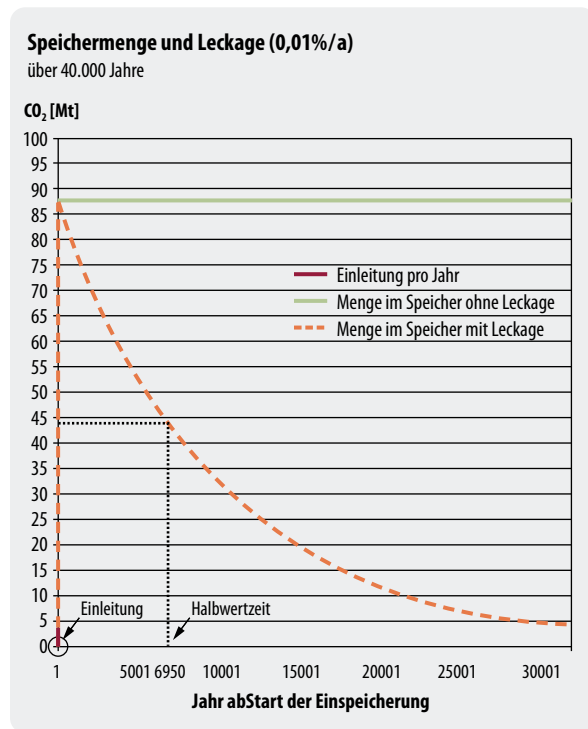


Abbildung 10-20: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über 40 000 Jahre bei einer Leckagerate von 0,01 %/a

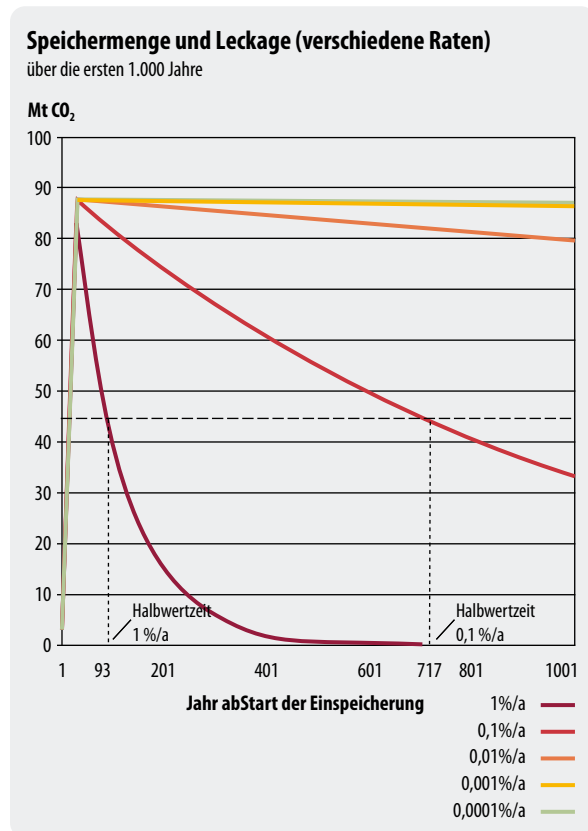


Abbildung 10-21: Entwicklung des Speicherinhalts am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 1 000 Jahre bei Leckagerate von 1 %/a bis 0,0001 %/a

Die Berechnungen werden stellvertretend für alle Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Die folgenden beiden Abbildungen verdeutlichen die Entwicklung der Speichermengen. Abbildung 10-19 zeigt zunächst die Entwicklung über die ersten 100 Jahre. Zur besseren Sichtbarkeit wird hier mit einer Leckagerate von 1 Prozent/Jahr gerechnet, die jedoch nur zu diesem Zweck betrachtet wird. Es ist deutlich zu erkennen, dass während der Füllzeit innerhalb der ersten 30 Jahre nur sehr wenig CO₂ wieder freigesetzt wird. Erst ab dem Jahr 41 kommt die gesamte Leckagerate zum Tragen.

In Abbildung 10-20 wird die Entwicklung bei einer Leckagerate von 0,01 Prozent dargestellt, um die Entwicklung über 40 000 Jahre zeigen zu können. Während in der Füllzeit der ersten 40 Jahre praktisch kein CO₂ freigesetzt wird, beginnt die kontinuierliche Freisetzung ab dem Jahr 41 und verläuft dann umgekehrt exponentiell, bis nach 40 000 Jahren fast die komplette gespeicherte Menge wieder entwichen ist⁵. Die „Halbwertszeit“, das ist die Zeitspanne, in der 50 Prozent des gespeicherten CO₂ entwichen sind, beträgt in diesem Fall 6 950 Jahre.

In Abbildung 10-21 wird die Entwicklung des Speicherinhalts für die verschiedenen Leckageraten zusammengefasst über die ersten 2 000 Jahre dargestellt.

Mathematische Herleitung

Sei L_{rate} die angenommene Leckagerate pro Jahr und t_{voll} der Zeitpunkt, ab dem der Speicher gefüllt ist, dann berechnet sich die tatsächliche Leckagerate als

$$\text{tatsächliche_Leckagerate_im_Jahr_i} = \begin{cases} L_{\text{rate}} \cdot \frac{i}{t_{\text{voll}}} & \text{falls } i < t_{\text{voll}} \\ L_{\text{rate}} & \text{falls } i \geq t_{\text{voll}} \end{cases} \quad (1)$$

Entsprechend errechnet sich bei gegebenem Speichervolumen $V(t)$ die Leckagehöhe $L(t)$ des Jahres t nach

$$L(t) = \begin{cases} V(t) \cdot L_{\text{rate}} \cdot \frac{i}{t_{\text{voll}}} & \text{falls } i < t_{\text{voll}} \\ V(t) \cdot L_{\text{rate}} & \text{falls } i \geq t_{\text{voll}} \end{cases} \quad (2)$$

Das jeweilige Speichervolumen $V(t)$ errechnet sich aus dem Speichervolumen zum Zeitpunkt $t-1$, erhöht um die Einspeichermenge $\text{Ein}(t)$ und erniedrigt um die Leckage $L(t-1)$:

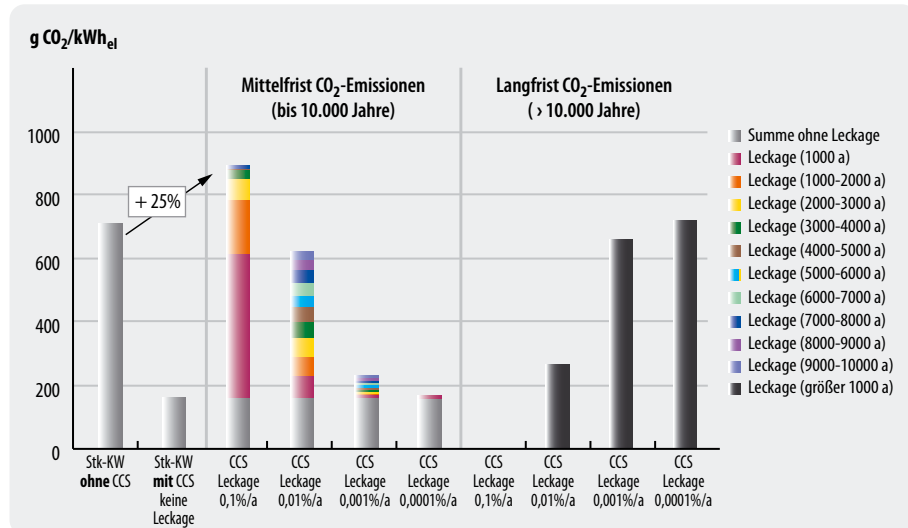
$$V(t) = \begin{cases} V(t-1) + \text{Ein}(t) - L(t-1) & \text{falls } i < t_{\text{voll}} \\ V(t-1) - L(t-1) & \text{falls } i \geq t_{\text{voll}} \end{cases} \quad (3)$$

Die aufsummierte Leckagemenge L_{total} zum Zeitpunkt t

$$L_{\text{total}}(t) = \sum_{i=0}^t L(i)$$

⁵ Da Excel nur die ersten 32 000 Datenpunkte darstellen kann, sind die kompletten 40 000 Jahre nicht sichtbar.

Abbildung 10-22:
Entwicklung der CO₂-Emissionen für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO₂-Leckageraten, dargestellt als mittelfristige (bis 10 000 Jahre in 1000-Jahres-Schritten) und langfristige Emissionen (> 10 000 Jahren)



berechnet sich dann aus (2) und (3) zu

$$L_{\text{total}}(t) = \sum_{i=1}^{t_{\text{voll}}-1} V(t-1) + \text{Ein}(t) - L(t-1) + \sum_{i=t_{\text{voll}}}^t V(t-1) - L(t-1)$$

aufgeteilt auf die Mengen vor dem Zeitpunkt t_{voll} und nach dem Zeitpunkt t_{voll} . Durch Lösen dieser iterativen Gleichung kann die Leckagemenge zu jedem beliebigen Zeitpunkt t genau errechnet werden.

Ökobilanzierung

Hinsichtlich der Ökobilanzierung werden die freigesetzten CO₂-Emissionen (zunächst relativ willkürlich) in mittelfristige und langfristige Emissionen eingeteilt, je nachdem ob sie innerhalb der nächsten 10 000 Jahre oder danach auftreten. Dabei tritt jedoch das Problem auf, wie laufende und zukünftige Emissionen und Wirkungen gegeneinander gewichtet bzw. Ereignisse in der Zukunft abdiskontiert werden können. Im Allgemeinen wird innerhalb von Ökobilanzen bisher nicht zwischen verschiedenen Emissionszeitpunkten unterschieden. Dies würde jedoch bedeuten, dass jede noch so kleine Leckagerate über den gesamten Zeitraum gesehen zu einem vollständigen Entweichen des CO₂ in die Atmosphäre führen würde. Die Einführung von CO₂-Sequestrierung würde damit automatisch zu einem generellen Anstieg der CO₂-Emissionen um 25 Prozent führen, könnte die Dichtheit der Speicher nicht hundertprozentig garantiert werden.

Aus Forschungssicht ist es somit erforderlich, eine Methode zu entwickeln, wie zukünftige Treibhausgas-Emissionen hinsichtlich ihrer Wirkung auf das Klima abdiskontiert werden sollten. Bisher wurde eine solche Arbeit nur für Emissionen aus der Abfallbeseitigung durchgeführt, bei denen Kurzfristemissionen aus Müllverbrennungsanlagen gegen Langfristemissionen aus Mülldeponien gewichtet wurden (Hellweg et al. 2003).

Ergebnisse

Wird die Grundrechnung mit einer Leckagerate von 0 Prozent angenommen, stellt dies den „best case“ dar, denn sämtliche Sensitivitätsrechnungen ergeben einen höheren Ausstoß an CO₂-Emissionen. Wie sie sich verändern, zeigt die Abbildung 10-22. Der erste Balken stellt das Referenzkraftwerk ohne CCS dar, der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (ohne Leckage) und die folgenden Balken die vier betrachteten Sensitivitätsfälle. Die erste Gruppe zeigt die mittelfristigen Emissionen (bis zum Jahr 10 000), die zweite Gruppe die Langfristemissionen über das Jahr 10 000 hinaus. Im Falle einer (relativ hohen) Leckagerate von 0,1 Prozent/Jahr würde das gesamte im Untergrund gespeicherte CO₂ innerhalb von 6 000 Jahren wieder in die Atmosphäre freigesetzt werden. Je kleiner die Leckageraten angenommen werden, um so weiter verschiebt sich die Freisetzung auf Zeiträume größer 10 000 Jahre.

10.7.2 Sensitivitätsanalyse 2: Variation des Abscheidegrades (bei variablen Aufwendungen)

Grundlage

Für die Modellrechnung wurde bisher ein Abscheidegrad der CO₂-Emissionen direkt am Kraftwerk von 88 Prozent angenommen, der in der Literatur überwiegend als Stand der Technik angegeben wird. Bei der nachgeschalteten Abscheidung mittels MEA wird abhängig von der abgetrennten Menge an CO₂ eine entsprechende Menge an Strom und Dampf verbraucht, die den Netto-Wirkungsgrad der Kraftwerke erheblich herabsetzt. Da die Modellrechnung ausgehend vom derzeitigen Stand der Technik durchgeführt wurde und zukünftige Werte für den Abscheidegrad und den Ressourcenverbrauch bei der MEA-Abscheidung nicht bekannt sind, erscheint es sinnvoll, deren Einfluss mittels Sensitivitätsanalysen abzuschätzen. So könnte beispielsweise eine Steigerung der CO₂-Abscheidungen, die durch einen höheren Abscheidegrad

erreicht würden, wieder zunichte gemacht werden, wenn dabei durch höheren Strom- und Dampfverbrauch der Wirkungsgrad überproportional zurückgehen würde.

Vorgehensweise

Zur Modellierung des Abscheidegrades wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der CO₂-Abscheidegrad wird sukzessive von der Grundvariante ausgehend (88 Prozent) auf 90, 92, 94 und 96 Prozent erhöht (bezeichnet als Sens_6 bis Sens_9).
- Die Aufwendungen an Strom, Dampf und MEA innerhalb der MEA-Abscheidung werden zunächst variabel gehalten, d.h. pro kg abgeschiedenem Kohlendioxid werden die gleichen Aufwendungen wie in der Grundvariante modelliert.
- Die Berechnungen werden stellvertretend für die Post-Combustion-Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Ergebnisse

Wie die folgende Abbildung 10-23 zeigt, gehen die spezifischen CO₂-Emissionen und auch die Treibhausgase (pro Kilowattstunde) parallel zur Erhöhung der Abscheiderate kontinuierlich zurück. Der erste Balken stellt wiederum das Referenzkraftwerk ohne CCS dar,

der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (88 Prozent Abscheidung) und Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle.

Dies ist das Ergebnis verschiedener, zum Teil gegenläufiger Entwicklungen:

- Die spezifischen Emissionen der Vorkette steigen an, da insgesamt mehr Energie konsumiert wird;
- aufgrund der höheren Abscheideraten gehen die spezifischen Emissionen des Betriebes kontinuierlich zurück;
- auch die spezifischen Emissionen, die der Abscheidung zuzurechnen sind, gehen kontinuierlich zurück. Durch die höhere Abscheiderate und damit einen höheren Abscheideaufwand wird zwar mehr Strom, Dampf und MEA verbraucht (was zunächst die Emissionen erhöht), dies wird jedoch mehr als ausgeglichen durch die höheren abgeschiedenen CO₂-Mengen, so dass sich netto ein Absinken der Emissionen pro kWh ergibt;
- die Emissionen des Transports und der Speicherung steigen kontinuierlich an, da sie direkt proportional zur Menge des zu transportierenden und zu speichernden Kohlendioxids sind.

Die energetischen Aufwendungen dagegen steigen kontinuierlich an, da der Aufwand für die Abscheidung genauso wie für den Transport und die Speicherung steigt.

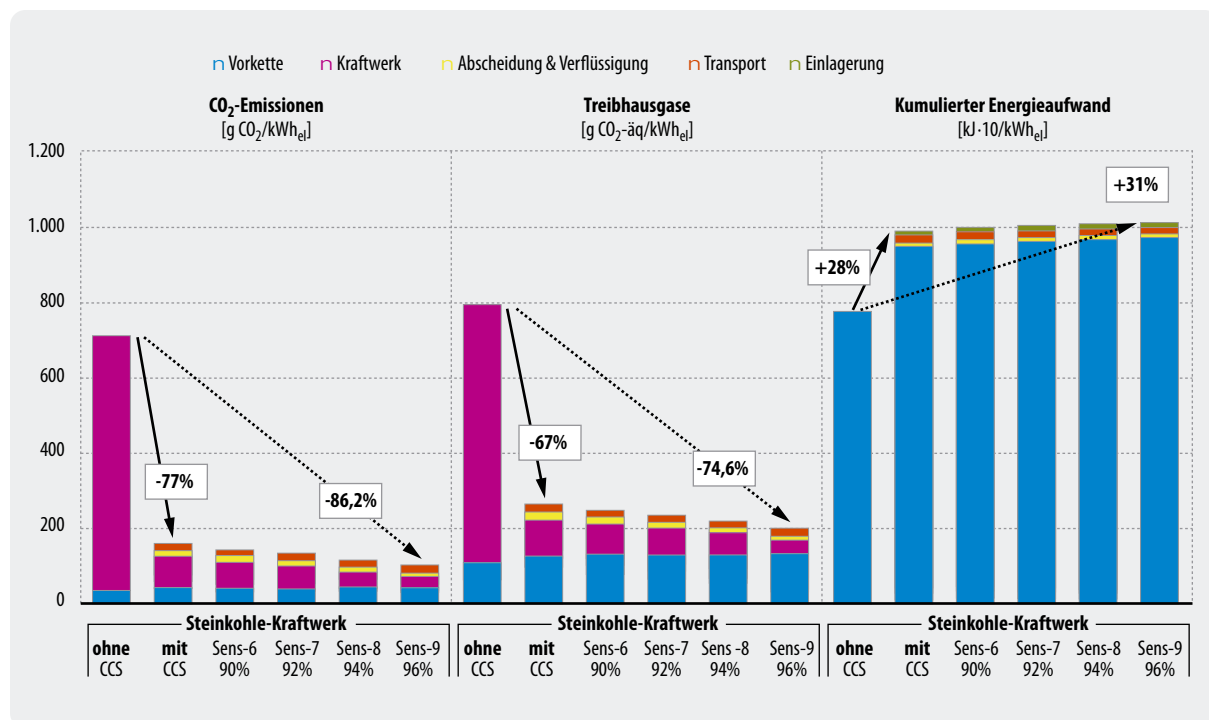


Abbildung 10-23: Entwicklung der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO₂-Abscheidegraden und variablen Aufwendungen bei der Abscheidung

10.7.3 Sensitivitätsanalyse 3: Variation des Abscheidegrades (bei fixen Aufwänden)

Vorgehensweise

Im Unterschied zur vorherigen Sensitivitätsanalyse wird nun der Abscheideaufwand konstant gehalten, das bedeutet, dass eine Abscheiderate von 88 Prozent genauso viel Strom, Dampf und MEA benötigt wie eine Abscheiderate von 96 Prozent. Damit wird ein möglicher technischer Fortschritt bei der MEA-Abscheidung simuliert.

- Wie oben wird der CO₂-Abscheidegrad sukzessive von der Grundvariante ausgehend (88 Prozent) auf 90, 92, 94 und 96 Prozent erhöht (bezeichnet als Sens_6a bis Sens_9a).
- Die Aufwendungen an Strom, Dampf und MEA innerhalb der MEA-Abscheidung werden konstant gehalten.
- Die Berechnungen werden wiederum stellvertretend für die Post-Combustion-Kraftwerke am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt.

Ergebnisse

Wie Abbildung 10-24 zeigt, gehen die spezifischen CO₂-Emissionen und auch die Treibhausgase (pro Kilowattstunde) parallel zur Erhöhung der Abscheiderate wiederum kontinuierlich zurück. Im Vergleich zum

vorherigen Fall sinken die spezifischen Emissionen der Abscheidung noch weiter ab, da kein Zusatzaufwand bilanziert wurde, so dass auch die Gesamtemissionen leicht niedriger sind: Rückgang der CO₂-Emissionen beim höchsten Abscheidegrad auf 13,6 Prozent (oben: 13,8 Prozent); Rückgang der Treibhausgase auf 25 Prozent (oben: 25,4 Prozent). Die energetischen Aufwendungen sind ebenfalls geringer (Steigerung um 29 Prozent anstatt um 31 Prozent beim höchsten Abscheidegrad). Der erste Balken stellt wiederum das Referenzkraftwerk ohne CCS dar, der zweite Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (88 Prozent Abscheidung) und Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle.

Insgesamt kann als Fazit der 2. und 3. Sensitivitätsanalyse gezogen werden, dass ein höherer CO₂-Abscheidegrad zu einem kontinuierlichen Absinken der spezifischen CO₂- und Treibhausgas-Emissionen beiträgt. Der größere Aufwand an Strom, Dampf und MEA erhöht zwar zunächst die Emissionen, was jedoch durch die höheren abgeschiedenen CO₂-Mengen mehr als ausgeglichen wird. Wird gleichzeitig der Aufwand durch den Abscheidungsprozess konstant gehalten, können die CO₂- und Treibhausgas-Emissionen noch marginal reduziert werden.

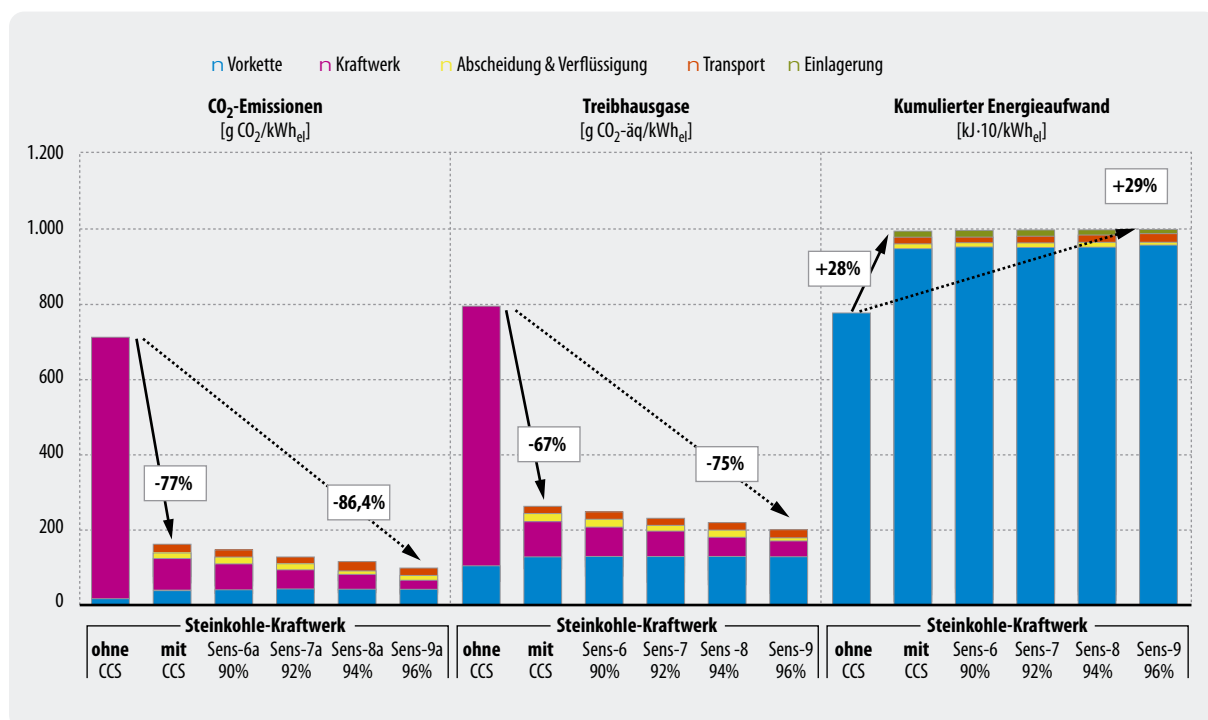


Abbildung 10-24: Entwicklung der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO₂-Abscheidegraden und fixen Aufwänden bei der Abscheidung

Tabelle 10-14: Methan-Emissionen der verwendeten Primärenergie-Vorketten

Primär-energie	Umberto-Modul	Zeit-raum	Methan-Emissionen in kg/TJ
Steinkohle	Steinkohle-Mix D frei KW/In	2000	454
Braunkohle	Braunkohle-Mix D frei KW/In	2000	2
Erdgas	Vorkette_Erdgas_D_2010	2010	154

10.7.4 Sensitivitätsanalyse 4: Variation der Methan-Emissionen bei der Steinkohleförderung

Grundlage

Für die Modellrechnungen wurde bisher die Steinkohle-Vorkette „Steinkohle-Mix D frei KW/In“ verwendet, die den deutschen Steinkohle-Mix im Jahr 2000 abbildet (siehe Kapitel 10.3.2). Im Vergleich zu den Energieträgern Braunkohle und Erdgas werden dort relativ hohe Methan-Emissionen für die Steinkohle-Förderung bilanziert, wie Tabelle 10-14 zeigt:

Nur die Vorketten-Emissionen der Braunkohle sind vernachlässigbar, denn hier kommen nahezu ausschließlich die mit dem Energieverbrauch der Förderung verbundenen CO₂-Emissionen zum Tragen. Während beim Erdgas sowohl der Energieaufwand beim Transport des Gases als auch die Freisetzung von Erdgas durch Leckagen relevant ist, haben bei der Steinkohle-Vorkette neben dem Energieverbrauch bei der Förderung vor allem die Grubengasaustritte eine große Bedeutung (WI und MPI 2004).

Seit dem Jahr 2000 ist auch das Grubengas mit in das Erneuerbare-Energien-Gesetz einbezogen worden, so dass es in Deutschland zunehmend sowohl bei laufenden als auch bei stillgelegten Bergwerken abgesaugt und in

Blockheizkraftwerken energetisch genutzt wird. Während im Jahr 1999 im Ruhrrevier nur 800 kW_{el} zur Grubengasnutzung installiert waren, waren es in 2003 bereits 90 MW_{el} (Backhaus et al. 2003) und Ende 2005 schon 158 MW_{el} (Landesinitiative 2006). Sowohl in 2003 als auch in 2004 wurden jeweils etwa 160 Mio. m³ Methangas genutzt und etwa 600 GWh Strom erzeugt (Steinkohle-Portal.de 2006, Geologischer Dienst NRW 2006), in 2005 waren es bereits 885 GWh (Landesinitiative 2006).

Der in Umberto verwendete deutsche Steinkohlen-Mix 2000 setzt sich zusammen aus Deutschland: 62,1 Prozent, Polen (u. Osteuropa): 12,5 Prozent, Südafrika: 10,2 Prozent, Kolumbien/Kanada/ USA: 7,8 Prozent, Australien: 4,1 Prozent, Niederlande (und sonst. Westeuropa): 3,3 Prozent. Aufgrund des hohen Anteils deutscher Steinkohle hat die energetische Nutzung des Methans auch Einfluss auf die Methan-Emissionen des Gesamt-Mixes. Auch wenn hierzu keine detaillierten Daten vorliegen, sollten insbesondere für den Zeitraum 2020, der hier modelliert wird, niedrigere Methan-Emissionen als in 2000 angesetzt werden. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse wird im Folgenden daher untersucht, welchen Einfluss verringerte Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette auf das Gesamtergebnis haben.

Vorgehensweise

Zur Modellierung der Methan-Emissionen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Im Umberto-Modul „Steinkohle-Mix D frei KW/In“ werden die Methan-Emissionen von 454 kg/TJ in vier Sensitivitätsfällen auf 80, 60, 40 und 20 Prozent dieses Wertes gesenkt.
- Die Berechnungen werden wiederum am Beispiel des 700 MW-Steinkohle-Kraftwerks durchgeführt und die Ergebnisse dem Braunkohlekraftwerk gegenübergestellt.

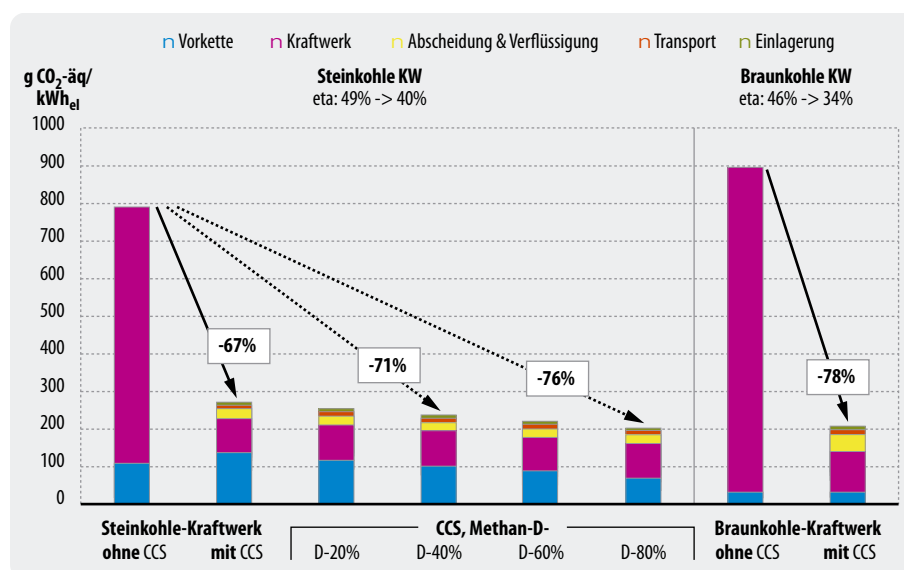


Abbildung 10-25: Vergleich der Treibhausgase insgesamt bei verschiedenen Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette der fossilen Referenzkraftwerke

Ergebnisse

Abbildung 10-25 zeigt beim ersten Balken das Referenzkraftwerk ohne CCS, beim zweiten Balken das Referenz-CCS-Kraftwerk (100 Prozent der Methan-Emissionen) und in Balken 3 bis 6 die vier betrachteten Sensitivitätsfälle. Da in der Steinkohle-Vorkette neben den Methan-Emissionen auch CO₂-Emissionen anfallen, sinken die Treibhausgas-Emissionen der Vorkette insgesamt nur um 87 Prozent bis 46 Prozent ab. Auf den gesamten Kraftwerksprozess inklusive CO₂-Abscheidung bezogen, ergibt sich eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen von 67 Prozent (Grundvariante) bis 76 Prozent (Sensitivitätsfall 4 mit 20 Prozent Methan-Emissionen). Damit nähert sich das CCS-Steinkohle-Kraftwerk den Werten des CCS-Braunkohle-Kraftwerks an, das zum Vergleich rechts im Bild dargestellt ist.

10.8 Schlussfolgerungen Stromerzeugung

- Die von der Industrie angegebene CO₂-Minderungsrate durch Abscheidung des CO₂ bezieht sich nur auf die CO₂-Emissionen des direkten Kraftwerksbetriebes. Ein Abscheidegrad von z.B. 88 Prozent suggeriert jedoch, dass die CO₂-Emissionen *insgesamt* auch um 88 Prozent vermindert werden. Geht man dagegen von einer ganzheitlichen Betrachtung aus, fallen fünf Prozent der CO₂-Emissionen – sowohl bei Steinkohle-Dampfkraftwerken als auch bei Erdgas-GuD – bereits in der Vorkette an. Ein verminderter Wirkungsgrad bedingt zudem einen höheren Primärenergieverbrauch und damit eine „größere“ Steinkohle- oder Erdgasvorkette. Beides zusammen hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen bei einem Abscheidegrad von 88 Prozent nicht ebenfalls um 88 Prozent, sondern in dem Sinne nur um 72–78 Prozent reduziert werden können. Angesichts dieser Tatsache erscheint es nicht gerechtfertigt, von „CO₂-freien“ Kraftwerken zu sprechen; treffender ist die Bezeichnung „CO₂-arm“, selbst wenn der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann.
- Ebenfalls nicht berücksichtigt wird in der bisherigen Diskussion, dass nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern generell die Treibhausgas-Emissionen reduziert werden müssen. So sieht das Kyoto-Protokoll für Deutschland eine Verminderung einer Palette von insgesamt 6 Treibhausgasen (und nicht nur der CO₂-Emissionen) um 21 Prozent bis zum Jahr 2012 vor. Berechnet man die Auswirkungen einer CO₂-Abscheidung auf die Treibhausgas-Emissionen, so zeigt sich, dass diese nur unterproportional reduziert werden können. Bei einem CO₂-Abscheidegrad von z.B. 88 Prozent können die Treibhausgase nur um 67–78 Prozent reduziert werden. Grund hierfür sind ebenfalls der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung und dem -transport einhergehenden und je nach Brennstoff und Brennstoffherkunft relativ hohen Methan-Emissionen. Diese wirken sich überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus.
- Das beste Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) hat mit 396 g CO₂-Äquivalenten pro kWh nur 51 Prozent mehr Treibhausgas-Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit 262 g CO₂-Äquivalenten pro kWh).
- Senkt man dagegen die Methan-Emissionen bei der Steinkohle-Förderung rein rechnerisch um bis zu 80 Prozent des heutigen Wertes ab, ergäbe dies für das Steinkohle-Kraftwerk mit CCS eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 76 Prozent, verglichen mit dem gleichen Kraftwerk ohne CCS. Der Abscheidegrad wurde dabei konstant bei 88 Prozent gehalten. Damit nähert sich das CCS-Steinkohle-Kraftwerk den Werten des CCS-Braunkohle-Kraftwerks an, übertrifft jedoch die Treibhausgasemissionen des CCS-Erdgas-GuD noch um etwa 50 Prozent.
- Von allen betrachteten fossilen Kraftwerken scheidet dabei die Sauerstoff-Verbrennung am günstigsten ab. Der Grund liegt in der fast hundertprozentigen Abtrennung des CO₂ mittels der physikalischen Abscheidung. Dadurch sind Netto-Minderungs-raten der CO₂-Emissionen von 90 Prozent und der Treibhausgas-Emissionen von 78 Prozent möglich.
- Insgesamt erfordert die CO₂-Abscheidung je nach Verfahren einen zusätzlichen Energieverbrauch von 20 bis 44 Prozent. Auch wenn die Reichweite insbesondere von Kohle zunächst keinen Hinderungsgrund für eine vermehrte Nutzung darstellt, sind vielfältige andere Aspekte im Zusammenhang mit der Kohleförderung zu beachten. (Fell 2003) nennt z.B. Landschaftszerstörung, Boden- und Grundwasserabsenkungen, Menschenrechtsverletzungen beim Kohlebergbau und ökologische Begleitschäden durch brennende Kohleflöze in China. Diese Aspekte sind nicht mittels einer Ökobilanz zu erfassen, sollten jedoch nicht vernachlässigt werden.
- Der erheblich höhere Energieverbrauch trägt auch zu einer Veränderung der weiteren Umweltwirkungen bei, ausgedrückt durch die verschiedenen Wirkungskategorien. Da jedoch beim *Post-Combustion-Ansatz* durch das Lösemittel MEA neben CO₂ auch andere Betriebsemissionen gebunden werden, liegt hier ein differenziertes Bild vor: In der Kategorie Versauerung ist absolut gesehen eine leichte Reduktion zu verzeichnen; die PM10-Äquivalente (Feinstaub-Emissionen) steigen leicht an, während bei der Eutrophierung und dem Sommersmog erhebliche Zunahmen bilanziert wurden. Für *Pre-Combustion* und *Oxyfuel-Verbrennung* ist insgesamt mit einem Anstieg der Wirkungskategorien zu rechnen, die genaue Modellierung konnte jedoch mangels Daten noch nicht erfolgen.

- In jedem Fall günstigere Werte als fossile Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung weisen die betrachteten Erneuerbaren Energien auf. Solarthermisch erzeugter Strom sowie Strom aus Windkraftanlagen verursachen – inklusive Stromtransport – nur 2 bis 3 Prozent der CO₂-Emissionen, Treibhausgas- und Kumulierten Energieverbräuche der fossilen Kraftwerke. Aber auch bei den weiteren Wirkungskategorien bleiben die erneuerbaren Werte noch weit unter denjenigen der fossilen Systeme.
- Bezieht man fortschrittliche, auf fossilen Energien basierende Kraftwerkskonzepte mit ein, so sind mit Erdgas-GuD-Anlagen (mit Wärmeauskopplung) und Blockheizkraftwerken (BHKW) bereits heute Technologien auf dem Markt verfügbar, die schon jetzt so umweltfreundlich sind, wie es mit den CCS-Kraftwerken in 2020 erreicht werden soll.
- Während der CO₂-Abscheidungsprozess selbst mit etwa 22 Prozent einen relevanten Anteil an den Gesamtemissionen hat, spielen Transport und Speicherung nur eine untergeordnete Rolle. Bei diesen beiden Teilprozessen sind jedoch weitergehende Modellierungen nötig, da die Grunddaten zum Teil noch unvollständig sind.
- Nicht nur unter Forschungsgesichtspunkten interessant erscheint die Frage der Diskontierung zukünftiger Emissionen. Analog zum Abfallbereich treten hier – bei Annahme einer Leckagerate größer Null – Emissionen tausende Jahre später auf, die jedoch hinsichtlich des aktuell notwendigen Vergleichs von Energiesystemen auf die Ist-Situation diskontiert werden müssten. In der Methodik der Ökobilanzierung wurde diese Fragestellung bis auf eine Arbeit bisher nicht behandelt, so dass für die Sensitivitätsanalyse ein vereinfachter Ansatz gewählt werden musste.
- Als Fazit aus den Sensitivitätsanalysen über Abscheidegrad und Abscheideaufwand kann gefolgert werden, dass ein höherer CO₂-Abscheidegrad zu einem kontinuierlichen Absinken der spezifischen CO₂- und Treibhausgas-Emissionen beiträgt. Der größere Aufwand an Strom, Dampf und MEA erhöht zwar zunächst die Emissionen, was jedoch durch die höheren abgeschiedenen CO₂-Mengen mehr als ausgeglichen wird. Wird gleichzeitig der Aufwand durch den Abscheidungsprozess konstant gehalten, können die CO₂- und Treibhausgas-Emissionen noch marginal reduziert werden.

10.9 Anlagen und Verfahren zur konventionellen Wasserstoffherzeugung mit CCS

10.9.1 Referenzanlagen

Die folgende Tabelle 10-15 zeigt die Grunddaten der verwendeten Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltemaßnahmen. Sie sind abgestimmt mit den für die ökonomische Berechnung verwendeten Daten. Alle im folgenden angegebenen Werte beziehen sich grundsätzlich auf den Heizwert (LHV, lower heating value).

Tabelle 10-15: Grunddaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sowie ihrer Kombination mit CO₂-Rückhaltung

A) Ohne CO ₂ -Rückhaltung				
		Erdgas-Dampfreformierung		Kohle-vergasung
Leistung	MW	350		560
Laufzeit	h	8 000		8 000
Nutzungsgrad ^{a)}	%	73,6		59
CO ₂ -Intensität Brennstoff	g CO ₂ /MJ ^{b)}	56		92
	g CO ₂ /kWh	202		331
CO ₂ -Intensität Wasserstoff (ohne Emissionen Strom)	g CO ₂ /kWh _{th}	274		561
Externer Strom-bezug	kWh _{el} /kWh _{th}	0,005		–
Dampfexport	kg/kWh _{th}	0,158		–
B) Mit CO ₂ -Rückhaltung				
		Erdgas-Dampfreformierung		Kohle-vergasung
		Modell Lurgi/ZSW ^{c)}	Modell DOE ^{d)}	
Leistung	MW	325	329	522
Nutzungsgrad ^{a)}	%	68,4	69,1	55
Minderung	%-Punkte	5,2	4,5	4
Externer Strombezug	kWh _{el} /kWh _{th}	0,005	0,0125	–
Dampfexport	kg/kWh _{th}	0,079	0	–
Abscheidegrad	%	53	71	88
CO ₂ zu entsorgen	t/a	437 389	580 001	2 374 042
^{a)} bezogen auf den Heizwert, ohne Exportdampf				
^{b)} Quelle: UBA 2003				
^{c)} Quelle: Küppers 2006, ^{d)} Quelle: DOE 2002				

Tabelle 10-16: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad ^{a)} [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
Erdgas-Dampfreformierung	24	1 Nm ³ H ₂	72	Pehnt 2002	Neu implementiert	1998
Kohlevergasung (StK-IGCC)	450	1 kWh _{el} ^{b)}	51,5	Briem et al. 2004	Neu implementiert	2010
^{a)} bezogen auf den Heizwert						
^{b)} Das IGCC-Modul liegt bisher nur für die Stromerzeugung vor.						

Zur Modellierung der Ökobilanz wurden die jeweils aktuellsten vorliegenden Module für die bestehenden Technologien und Vorketten verwendet. Diese Module wurden bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben, indem der Nutzungsgrad an die in der obigen Tabelle dargestellten Werte angepasst wurde. Die verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-16).

- **Erdgas-Dampfreformierung:** In (Pehnt 2002) wurde das klassische Verfahren der Erdgas-Dampfreformierung mittels einer modernen Produktionsanlage der Firma Lurgi mit einer relativ kleinen Leistung (8 000 Nm³/h bzw. 24 MW_{th}) und Originaldaten von Lurgi modelliert. Diese wurden von ihm mit einer Literaturquelle für eine große Anlage der Firma Linde verglichen, wobei sich herausstellte, dass die Werte nahezu identisch waren. Aus diesem Grund wurden hier die von Pehnt angegebenen Daten verwendet und in Umberto entsprechend modelliert. Der Nutzungsgrad der betrachteten Anlage beträgt 72 Prozent ohne Nutzung des Dampfes (bzw. 81 Prozent mit Export des Dampfes) und wird für 2020 auf 74 Prozent fortgeschrieben. Die Anlage wurde mit einer Gutschrift für den Dampf modelliert, indem ein Erdgas-Brennwertkessel gegen gerechnet wurde. Ein Teil des Dampfes wird jedoch bereits zur Herstellung des benötigten Eigenstrombedarfs verwendet. Trotzdem muss noch Strom von extern bezogen werden. Die nötige Wärmeerzeugung erfolgt durch die Verbrennung eines Teils des eingesetzten Erdgases sowie der im Prozess anfallenden Restgase. Es entsteht daher ein Abgas mit einer bei einer Gasverbrennung üblichen Zusammensetzung (darin 3–15 Prozent CO₂).
- **Steinkohle-IGCC:** Als Grundmodul wird das gleiche IGCC-Steinkohle-Kraftwerk wie bei der Strombilanzierung verwendet und der entsprechende Wirkungsgrad für die Wasserstoff-Erzeugung ein-

gesetzt. Die Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Synthesegas wurde noch nicht modelliert.

10.9.2 Vorketten

Die für die Vorketten verwendeten Ökobilanzmodule entstammen folgenden Quellen (Tabelle 10-17). Bei der Dampfreformierung werden sie sowohl für die eigentliche Wasserstoffherstellung als auch für die Gutschrift mittels Erdgaskessel verwendet.

- **Steinkohle:** Es wird die gleiche Steinkohle-Vorkette wie bei der Stromerzeugung verwendet (siehe Kapitel 10.3.2).
- **Erdgas:** Es wird die gleiche Erdgas-Vorkette wie bei der Stromerzeugung verwendet (siehe Kapitel 10.3.2).

10.9.3 CO₂-Abscheidung

Im Gegensatz zur CO₂-Abscheidung bei Kraftwerken können bei der Produktion von Wasserstoff keine „fertigen“ Anlagenmodule verwendet und um Bausteine der CO₂-Abscheidung ergänzt werden. Stattdessen müssen die Anlagen mit CCS neu modelliert werden. Bei der Bilanzierung wurde zunächst folgender Weg gewählt:

Kohlevergasung

Bei der Kohlevergasung wird das CO₂ vor der Erzeugung des Wasserstoffs aus einem H₂/CO₂-Gemisch herausgelöst, indem zwischen dem Shift-Reaktor und der PSA-Einheit eine physikalische Wäsche geschaltet wird (siehe z.B. Parsons 2002). Dies konnte hier aus zeitlichen Gründen nicht modelliert werden; stattdessen

Tabelle 10-17: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten

Brennstoff	Fkt. Einheit	Quelle	Modulname	Zeitraum
Steinkohle	1 kg	Umberto	Steinkohle-Mix D frei KW/ln	2000
Erdgas	1 kJ	Umberto, Pehnt 2002, WI und PMI 2004	Vorkette_Erdgas_D_2010	2010

wurde für die Kohlevergasung das Referenzmodul der IGCC-Stromerzeugung verwendet und der Wirkungsgrad entsprechend den obigen Angaben herabgesetzt. Der Mehrverbrauch der Anlage wurde der physikalischen Abscheidung zugerechnet. Als Abscheidegrad wurden wie bei der IGCC-Stromproduktion 88 Prozent angesetzt (siehe auch die Erläuterungen bei der Stromerzeugung in Kapitel 10.3.3).

Erdgas-Dampfreformierung

Die Erdgas-Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung wurde nach zwei verschiedenen Quellen modelliert:

1. Im ersten Fall wurde von ZSW die Erdgas-Dampfreformierung auf Basis des Lurgi-Verfahrens als Referenzsystem simuliert und dann eine CO₂-Ab-

trennung mittels chemischer Wäsche (MEA-Verfahren) integriert. Die Referenzanlage entspricht den Werten aus (Pehnt 2002) (siehe Kapitel 10.9.1). Die Anlage inklusive CO₂-Abtrennung ist in Abbildung 10-26 dargestellt und weist folgende Unterschiede gegenüber dem Referenzfall auf:

- Bei der chemischen Wäsche mittels MEA fällt ein entsprechender Verbrauch von Dampf und Strom an. Hierfür wird ein Teil des überschüssigen Dampfes verwendet. Um den externen Strombezug nicht zu vergrößern, wird der zusätzliche Stromverbrauch intern erzeugt, so dass der Nutzungsgrad um 5,2 Prozentpunkte sinkt. Netto verringert sich der Exportdampf um etwa die Hälfte, so dass auch die Gutschrift durch einen Erdgas-Kessel entsprechend geringer ausfällt.

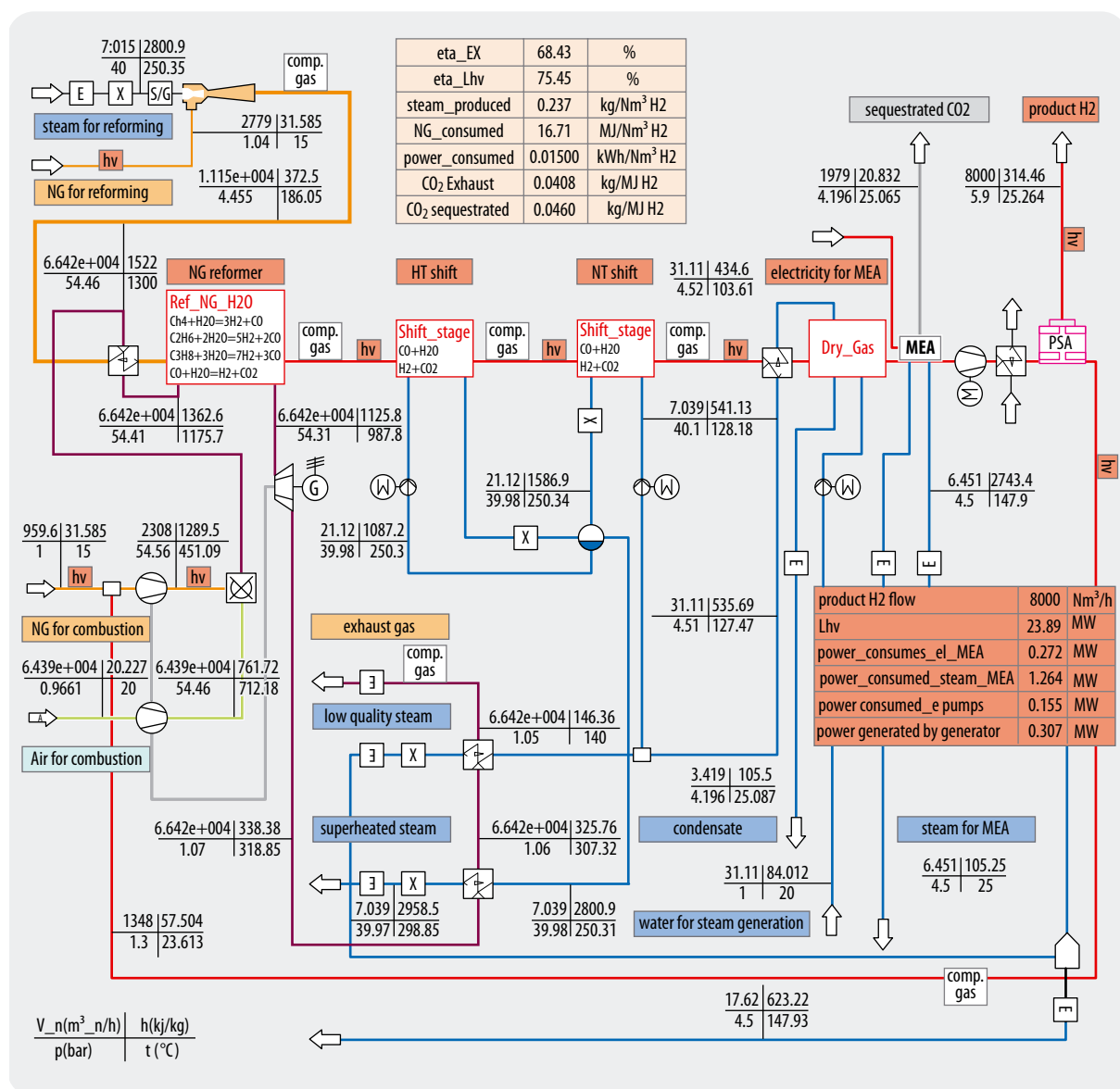


Abbildung 10-26: Klassische Dampfreformierung, ergänzt um eine CO₂-Abscheidung mittels chemischer Wäsche (MEA-Lösung) (Export aus Simulationsmodell nach Küppers 2006)

- Die Netto-Abscheiderate des CO_2 beträgt 53 Prozent, da die Abscheidung im Reformat vor der PSA vorgenommen wird. Es wäre auch technisch möglich, wie beim Kohlekraftwerk nahezu das gesamte CO_2 aus dem Abgas des Reformers abzutrennen, was jedoch energetisch ungünstiger wäre.
2. Dem ZSW-Modell wurde ein ähnliches Modell gegenübergestellt, das in (DOE 2002) erstellt wurde. Es verwendet den kompletten überschüssigen Dampf, so dass kein Exportdampf anfällt und somit auch keine Gutschrift vorgenommen wird. Weiterhin erhöht sich der externe Strombezug um 150 Prozent. Die Anlage erreicht damit jedoch eine CO_2 -Abscheiderate von netto 71 Prozent (bei einer 99-prozentigen Abscheidung mittels Amininen) bei einer Nutzungsgradminderung um 4,5 Prozentpunkte. Die in diesem Modell getroffenen Annahmen konnten nicht überprüft werden, da in der genannten Quelle nur die Endergebnisse veröffentlicht wurden.

Zukünftig könnte ein weiteres Verfahren zur Verfügung stehen, die solare Dampfpreformierung. Dieses beim DLR zur Zeit in Entwicklung befindliche Verfahren sieht vor, die zur Gewinnung von Wasserstoff notwendige Prozesswärme vollständig solar herzustellen (Möller et al. 2006). Dies würde eine Minderung von 40 Prozent beim Erdgasverbrauch bedeuten. Aufgrund der hierzu laufenden Forschungsprojekte konnte das Verfahren in diesem Projekt jedoch noch nicht berücksichtigt werden.

10.9.4 CO_2 -Verflüssigung

Für die Erstverdichtung auf 110 bar (und damit die Verflüssigung des CO_2) wurden – wie bei der Stromerzeugung – 110 $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{t CO}_2$ angesetzt (Göttlicher 1999). Dabei wird eine mehrstufige Verdichtung ausgehend von 1 bar mit Zwischenkühlung auf 30 °C angenommen.

10.9.5 Transportszenarien CO_2

Für den Transport des abgetrennten Kohlendioxids wird derjenige Fall betrachtet, der auch bei den Kraftwerken verwendet wurde: Es wird der Transport und die Speicherung des CO_2 einer einzelnen Anlage modelliert (Tabelle 10-18). Für diesen Fall wird das Ruhrgebiet als Startpunkt und ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland als Zielort ausgewählt. Als willkürliche Transportentfernung werden 300 km festgelegt. Es wird wie bei der Stromerzeugung angenommen, dass die Pipeline für diese Anlage neu gebaut werden muss, da nicht unbedingt bestehende (Erdgas)-Pipelines nutzbar sein werden.

Zur Modellierung des Transports wird wie bei der Stromerzeugung das bestehende Ökobilanz-Modul „Fernleitung onshore, geringe Kapazität“ verwendet. Es erscheint zwar mit einer Jahreskapazität von 5 Mt zunächst überdimensioniert, jedoch muss berücksichtigt werden, dass alle Aufwendungen auf die transportierten Tonnenkilometer umgelegt werden, so dass bei geringem Durchfluss auch nur geringe Stoff- und Energieströme angerechnet werden.

Tabelle 10-18: CO_2 -Transportszenarien für Wasserstoff-Technologien

Szenario	Standort CO_2 -Quelle	Kraftwerkstyp und H_2 -Leistung	CO_2 -Abscheidemengen		Pipeline Land ^{b)} + Schiff [km]	Pipeline-Durchmesser ^{c)} [mm]	Speicherort
			[Mt/a] ^{a)}	[t/d] ^{d)}			
1	Ruhrgebiet	1 NG-Dampfpreformierung 350 MW (ZSW)	0,44	1 198	300 + 0	200	Gasfeld onshore
2	Ruhrgebiet	1 NG-Dampfpreformierung 350 MW (DOW)	0,58	1 589	300 + 0	200	Gasfeld onshore
3	Ruhrgebiet	1 Kohlevergasung 560 MW	2,37	6 504	300 + 0	330	Gasfeld onshore
^{a)} Umgerechnet mit 8 000 h/a Dampfpreformierung (ZSW): Nutzungsgrad 74 % → 68 %, Abscheidegrad 53 %, CO_2 -Emissionen (ohne CCS, ohne externen Strombezug) = 274 g/ kWh_{th} Dampfpreformierung (DOE): Nutzungsgrad 74 % → 69 %, Abscheidegrad 71 %, CO_2 -Emissionen (ohne CCS, ohne externen Strombezug) = 274 g/ kWh_{th} Kohlevergasung: Nutzungsgrad 59 % → 55 %, Abscheidegrad 88 %, CO_2 -Emissionen (ohne CCS) = 561 g/ kWh_{th}							
^{b)} Inklusive einem Turboverdichter mit Gasturbinen-Antrieb							
^{c)} Abgeschätzt nach Angaben aus Bock et al. 2001							
^{d)} Gerechnet mit 365 d/a							

10.9.6 CO₂-Speicherung

Wie bei der Stromerzeugung werden die Aufwendungen für die Speicherung zunächst über die Relation der Speicher- zu den Transportkosten abgeschätzt. Für die Emissionen und den kumulierten Energieverbrauch werden daher in erster Näherung 50 Prozent der Werte für den Transport angesetzt.

10.10 Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus regenerativen Energieträgern

10.10.1 Referenzanlagen

Die Wasserstoff-Erzeugung aus fossilen Energiequellen wird wie bei den Kraftwerken mit Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien verglichen, die zum Betrachtungszeitpunkt (2020) zur Verfügung stehen werden. Als Technologie wird die Elektrolyse verwendet, die mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken und aus offshore-Windkraftanlagen betrieben wird. Da innerhalb der oben dargestellten Transportszenarien das Ruhrgebiet als Standort für die fossilen Anlagen festgelegt wurde, wird auch der regenerative Wasserstoff „frei Ruhrgebiet“ bilanziert. Dabei wird angenommen, dass die Elektrolyseanlage im Ruhrgebiet steht und der benötigte Strom via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) aus Algerien (Solarthermie) und der Nordsee (offshore-Windkraft) dorthin transportiert wird.

Zur Modellierung der Ökobilanz wurde das aktuellste vorliegende Modul für die Elektrolyse verwendet (siehe Tabelle 10-19). In (Pehnt 2002) wurde die Herstellung von Wasserstoff mittels alkalischer Elektrolyse (Leistung 200–400 Nm³/h bzw. 0,6–1,2 MW_{H₂}) modelliert und Optimierungspotenziale gegenüber dem Stand der Technik berücksichtigt. Als Referenzdaten standen Angaben verschiedener Hersteller und Literaturdaten betriebener Anlagen zur Verfügung. Als Nutzungsgrad der Energieumwandlung wird der von Pehnt angegebene Wert von 70 Prozent verwendet, der schon die optimierte Anlage berücksichtigt.

Zukünftig stehen weitere Methoden zur Verfügung, die einen höheren Nutzungsgrad erwarten lassen (Krewitt und Schmid 2004). Hierzu gehören die Membranelektrolyseure, die analog zu einer PEM-Brennstoffzelle aufgebaut sind, sowie Hochdruck-Elektrolyseure, die in Analogie zur SOFC-Brennstoffzelle mit einer Hochtemperatur-Keramik bei Betriebstemperaturen von 900 °C arbeiten. Aufgrund mangelnder Betriebsergebnisse dieser neuen Verfahren wurde jedoch zunächst auf die verbesserte alkalische Elektrolyse zurückgegriffen.

10.10.2 Vorketten

Die für die Vorketten der Stromerzeugung verwendeten Ökobilanzmodule wurden bereits bei der Stromerzeugung beschrieben (Tabelle 10-20).

Zum Transport des in Afrika bzw. in der Nordsee erzeugten Stroms zu dem Referenzstandort „Ruhrgebiet“ mittels einer HGÜ wird wiederum die Ökobilanz von (May 2005) verwendet.

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad ^{a)} [%]	Quelle	Modulname	Zeitraum
(Alkalische) Elektrolyse	0,6 – 1,2	1 Nm ³ H ₂	70	Pehnt 2002		2002
^{a)} bezogen auf den Heizwert						

Tabelle 10-19:
Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern

Kraftwerk	Leistung [MW]	Fkt. Einheit	Nutzungsgrad [%]	Quelle	Anmerkung
Solarthermie (Typ SEGS)	200	1 kWh	17,6	Viebahn 2004, May 2005	
Wind offshore	5	1 kWh		Pick 1998	Onshore-Anlagen mit Offshore-Anlagen gleichgesetzt nach (Chataignere und le Boulch 2003)

Tabelle 10-20:
Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien

10.11 Einzelanalysen

Wasserstofferzeugungssysteme

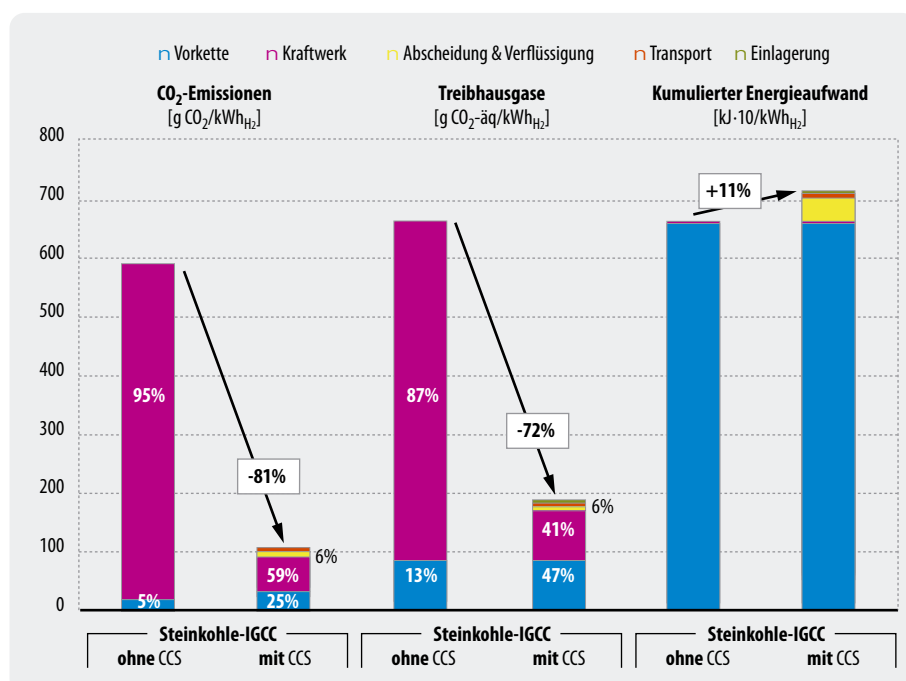
10.11.1 Konventionelle Anlagen

Kohlevergasung

Abbildung 10-27 zeigt die Analyse der Auswirkungen der CO₂-Abtrennung bei der Wasserstofferzeugung aus Kohlevergasung auf die Treibhausgas-Emissionen und den Energieverbrauch.

- CO₂-Emissionen:** Die Steinkohlevorkette trägt bei der Vergasung mittels IGCC mit 5 Prozent zu den CO₂-Emissionen bei, während der Betrieb selber zu 95 Prozent für die Emissionen verantwortlich ist. Insgesamt verringern sich die CO₂-Emissionen bei einem CO₂-Abscheidegrad von 88 Prozent nur um etwa 81 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind 6 Prozent der Abscheidung und 25 Prozent der Vorkette zuzurechnen.
- Treibhausgas-Emissionen:** Zusätzlich zu den CO₂-Emissionen tragen auch Methan-Emissionen zu der Vorkette bei, so dass ihr Anteil bei den Treibhausgas-Emissionen mit 13 Prozent höher als bei den CO₂-Emissionen liegt. Insgesamt verringern sich die Treibhausgas-Emissionen durch die CO₂-Abscheidung um 72 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind wiederum 6 Prozent der Abscheidung und 47 Prozent der Vorkette zuzurechnen. Dies zeigt wiederum die Notwendigkeit, auch die Vorketten-Emissionen zu reduzieren, will man zu einer „clean-coal“ Lösung kommen.
- Kumulierter Energieverbrauch:** Der KEA steigt durch die Abtrennung um 11 Prozent an, wobei der größte Teil der Abtrennung zuzurechnen ist.

Abbildung 10-27:
Vergleich der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Steinkohle-Vergasung mittels IGCC ohne und mit CCS



Erdgas-Dampfreformierung

Etwas anders sieht es bei den Modellen der Erdgas-Dampfreformierung aus (siehe Abbildung 10-28).

- CO₂-Emissionen:** Die Erdgasvorkette trägt bei der klassischen Dampfreformierung mit 10 Prozent zu den CO₂-Emissionen bei, während mit 90 Prozent der Betrieb selber für die Emissionen verantwortlich ist. Die Betriebsemissionen setzen sich aus den Emissionen direkt aus der Anlage sowie aus den indirekten Emissionen durch den Strombezug aus dem Netz zusammen. Betrachtet man die für die CO₂-Abscheidung gewählten Modelle, so können nur diejenigen Emissionen abgetrennt werden, die direkt an der Anlage anfallen (und effizient auch nur die CO₂-Emissionen, die im Synthesegas vorliegen). Durch den höheren Strombezug anfallende Emissionen werden nicht abgetrennt. Insgesamt verringern sich die CO₂-Emissionen bei einem Netto-CO₂-Abscheidegrad von 53 Prozent (ZSW) nur um 39 Prozent, bei einem Netto-CO₂-Abscheidegrad von 71 Prozent (DOE) nur um 52 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind 11 bzw. 14 Prozent der Abscheidung zuzurechnen. Der Anteil der Vorkette steigt auf 18 bzw. 22 Prozent an.
- Treibhausgas-Emissionen:** Zusätzlich zu den CO₂-Emissionen tragen auch Methan-Emissionen zu der Vorkette bei, so dass der Vorkettenanteil bei den Treibhausgasemissionen (ohne Abscheidung) mit 15 Prozent um die Hälfte höher als bei den CO₂-Emissionen (10 Prozent) liegt. Insgesamt verringern sich die Treibhausgas-Emissionen durch die CO₂-Abscheidungsverfahren um 36 bzw. 49 Prozent. Von den verbliebenen Emissionen sind 10 bzw. 13 Prozent der Abscheidung zuzurechnen. Der Anteil der Vorkette steigt auf 25 bzw. 30 Prozent an.

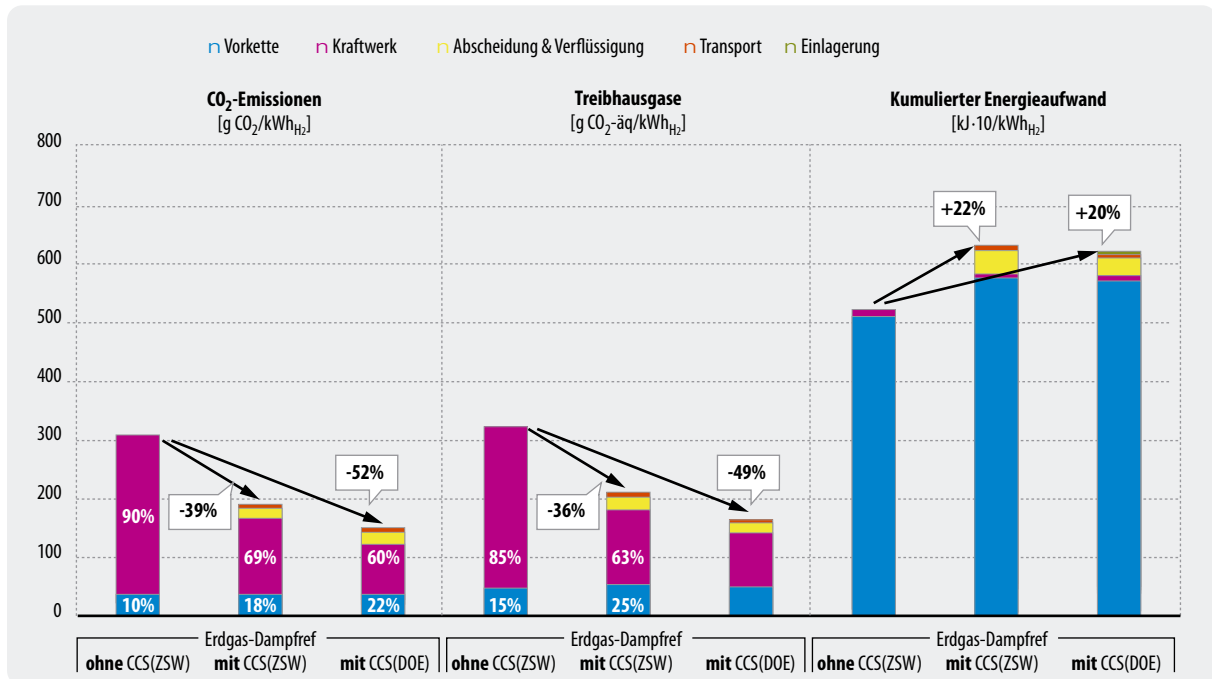


Abbildung 10-28: Vergleich der CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Erdgas-Dampfreformierung (ZSW- und DOE-Verfahren) ohne und mit CCS

- Kumulierter Energieverbrauch:** Der KEA steigt durch die CO₂-Abscheidung um 22 bzw. 20 Prozent an. Dazu trägt sowohl die Minderung des Nutzungsgrades als auch der zusätzliche Strombezug bei.

Insgesamt zeigt sich, dass das DOE-Modell zwar einen höheren externen Strombezug hat und durch das komplette Verbrauchen des anfallenden Dampfes keine Gutschrift erfolgen kann. Durch den dadurch ermöglichten höheren Nutzungsgrad (bzw. geringere Nutzungsgradverminderung) und die höhere Abtrennrate werden diese Nachteile gegenüber dem ZSW-Modell jedoch mehr als aufgehoben, so dass insgesamt höhere Emissionsreduktionen und ein niedrigerer Kumulierter Energieverbrauch ermöglicht wird.

10.11.2 Regenerative Anlagen

Die regenerativen Verfahren (Elektrolyse mittels Strom aus Solarthermie und Windkraft) werden hier nicht weiter aufgeführt, sondern direkt im Vergleich mit der fossilen Wasserstoffherzeugung dargestellt.

10.12 Vergleich der Wasserstoffherzeugungssysteme

10.12.1 Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand

Abbildung 10-29 zeigt die Gegenüberstellung der fossilen Verfahren und der Elektrolyse aus Solarthermie und

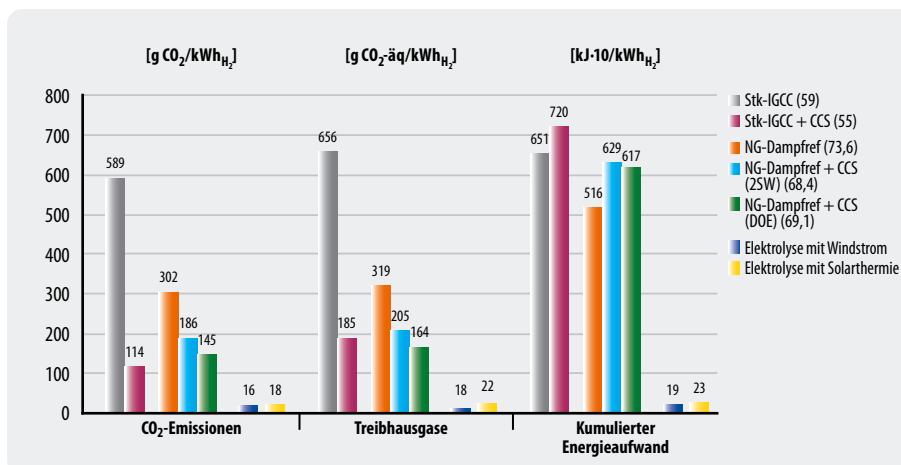
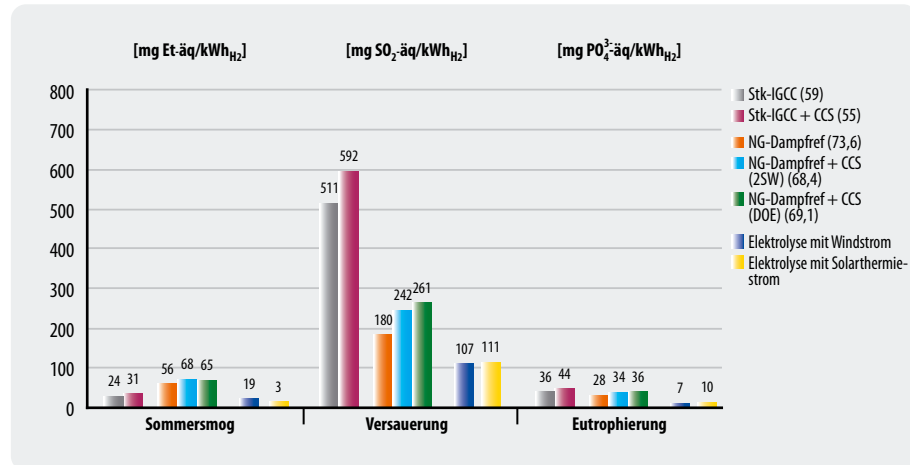


Abbildung 10-29: Vergleich der absoluten CO₂-Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff

Abbildung 10-30:
Vergleich der Wirkungs-
kategorien Sommersmog,
Versauerung und Eutro-
phierung für die fossile und
erneuerbare Erzeugung von
Wasserstoff



Wind. Die Wasserstofferzeugung aus Steinkohle weist zwar im Referenzfall erheblich höhere CO₂-Emissionen als die Erdgas-Dampfreformierung auf, erreicht jedoch unter Anwendung der CO₂-Abtrennung mit 114 g CO₂/kWh_{H2} niedrigere Werte als beim Erdgas (186 bzw. 145 g CO₂/kWh_{H2}). Grund ist die höhere CO₂-Abscheiderate bei der Kohlevergasung.

Betrachtet man die Treibhausgase insgesamt, ändert sich das Verhältnis zwischen Kohlevergasung und Reformierung. Aufgrund der hohen Methan-Emissionen der Vorkette ist hier nur eine Reduktion auf 185 g CO₂-äq./kWh_{H2} möglich, während die beiden Erdgas-Verfahren 205 bzw. 164 g CO₂-äq./kWh_{H2} erreichen. Die Kohlevergasung liegt somit zwischen den beiden Erdgas-Verfahren. Beim Kumulierten Energieaufwand schließlich steht die Kohlevergasung mit 7,2 MJ/kWh_{H2} schlechter dar als beide Erdgasverfahren (6,29 bzw. 6,17 MJ/kWh_{H2}).

Bei der erneuerbaren Wasserstofferzeugung liegen sowohl die CO₂-Emissionen als auch die Treibhausgas-Emissionen insgesamt bei 3–6 Prozent der Werte der fossilen Pfade. Der kumulierte Energieaufwand liegt bei 3–4 Prozent des fossilen Systems.

10.12.2 Weitere Wirkungskategorien

Bei den weiteren Wirkungskategorien schneiden die erneuerbaren Routen wiederum schlechter ab als bei den Treibhausgas-Emissionen, bleiben jedoch immer noch weit unter den Werten der fossilen Vergleichssysteme. Abbildung 10-30 zeigt dies am Beispiel von Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung. Verursacht werden die Emissionen größtenteils durch die Herstellung der Energieerzeuger selber, aber auch die Herstellung des Elektrolyseurs ist (bei der Wind-Route) mit etwa 10 Prozent beteiligt. Beim Solar-Pfad wirkt sich die lange Stromübertragung mittels HGÜ-Leitung ebenfalls zu etwa 10 Prozent auf die Emissionen aus. Die relativ hohen Werte in der Kategorie Versauerung werden durch die SO_x-Emissionen bei der Stahlherstel-

lung verursacht, die wegen des relativ hohen Verbrauchs an Stahl sowohl in Windparks als auch in solarthermischen Anlagen von Bedeutung ist.

10.13 Schlussfolgerungen Wasserstofferzeugung

- Ebenso wie bei den Kraftwerken kann auch beim Wasserstoff nicht von einer „CO₂-freien“ Herstellung gesprochen werden; treffender wäre die Bezeichnung „CO₂-armer“ Wasserstoff. Selbst bei einem Abscheidegrad von 88 Prozent (Steinkohle-Vergasung) können die CO₂-Emissionen nur um 81 Prozent reduziert werden können.
- Bei der Erdgas-Dampfreformierung sind nur Reduktionsraten von 39 bzw. 52 Prozent (CO₂-Emissionen) sowie von 36 bzw. 49 Prozent (Treibhausgas-Emissionen) möglich. Dies liegt daran, dass nur die CO₂-Emissionen aus dem Synthesegas mit vertretbarem Aufwand abgetrennt werden können, nicht jedoch diejenigen, die schon vorher bei der Erdgasverbrennung anfallen.
- Die Treibhausgas-Emissionen können insgesamt nur unterproportional reduziert werden. Grund hierfür sind wiederum der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung (Steinkohle) und dem -transport (Erdgas) einher gehenden relativ hohen Methan-Emissionen. Diese wirken sich überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus (Vorketten-Anteile von 47 Prozent bei CCS-Kohlevergasung und 25 bzw. 30 Prozent bei CCS-Erdgas-Dampfreformierung).
- Der CO₂-Abscheideprozess selber erfordert den Literaturangaben zufolge insgesamt weniger zusätzlichen Energieaufwand als bei der Stromerzeugung. Die Aufwendungen für Transport und Speicherung bleiben jedoch bestehen.

Kapitel 11

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren für CCS

Im vorherigen Kapitel wurde eine Ökobilanz (LCA) der verschiedenen Abscheidetechniken sowie der Verflüssigung und des Transports von CO₂ erstellt. Insbesondere erhöhen sich durch den hohen Energieaufwand der CO₂-Abscheidung auch die Umweltbelastungen der weiteren Wirkungskategorien wie Versauerung und Eutrophierung von Böden und Gewässern, Sommersmog oder Partikelaustritt. Im Rahmen einer Bewertung eines solchen komplexen Technikfeldes wie der CO₂-Abscheidung müssen jedoch mehr als die in einer Ökobilanz enthaltenen Kriterien erfasst und beurteilt werden. Diese erweiterte ökologische Betrachtung ist Gegenstand von Kapitel 2.

Hintergrund der Betrachtungen ist die Entwicklung, dass sich im Selbstverständnis vieler Unternehmen, Individuen sowie politischer und anderer gesellschaftlicher Akteure vermehrt die Sorge um den Erhalt von Natur und Umwelt widerspiegelt. Diesem Verständnis trägt z. B. auch die Umweltschutzgesetzgebung Rechnung, die die natürlichen Lebensräume von Flora und Fauna als erhaltenswerte Güter betrachtet. Vor diesem Hintergrund hat schließlich eine Prüfung verschiedener CO₂-Sequestrierungspfade auf breiter Ebene stattgefunden. Auch aufgrund der heute einflussreichen Umweltverbände wären umweltunverträgliche Lösungen ohnehin schwer durchsetzbar. Entscheidenden Einfluss hat hier außerdem die öffentliche Meinung, die zum Teil auch von den Umweltverbänden beeinflusst wird.

Der Aspekt der Sicherheit ist komplementär zur Ökologie: Beziehen sich Risiken auf ökologischer Seite im hier verwendeten Sinne auf Flora und Fauna, so spricht die Sicherheit allgemein auch die Risiken für den Menschen an. Der Begriff der Sicherheit kann auf konkrete Punktereignisse angewandt werden (direkte Risiken wie z.B. Unfälle aufgrund plötzlicher Pipelineleckagen). Die zweite Bedeutung des Begriffes Sicherheit ist im Sinne von Langzeitstabilität zu definieren und stellt damit auf die Frage ab, wie „sicher“ Speicheroptionen sind, also wie effizient und dauerhaft CO₂ am Speicherort verbleibt. Auf diesen Aspekt wurde bereits auch bei der Diskussion der Speicheroptionen eingegangen.

11.1 Abscheidung von CO₂

Die ökologischen Belastungen innerhalb der Abscheidung wurden weitergehend innerhalb der Ökobilanz erfasst. Nicht eingegangen in die Ökobilanz ist der nicht unerhebliche zusätzliche Flächenbedarf, der an den jeweiligen Kraftwerksstandorten z.B. durch die Installation von CO₂-Rauchgaswäschen entsteht.

11.2 Transport von CO₂

Die denkbaren Transportwege für CO₂ erstrecken sich auf die heute üblichen Methoden bzw. Technologien: Transport per Pipeline (flüssiges bzw. überkritisches CO₂), per Bahn oder Lastwagen und per Schiff (flüssiges CO₂ bzw. im Spezialfall der marinen Tiefseespeicherung auch in Form von Trockeneis). Als Sonderfall kommt noch der Transport von Eisensulfat bzw. Eisenoxid in Betracht: Bei dieser Variante würde alternativ nicht das CO₂ selbst, sondern das Düngemittel zum Ort der Bindung (dem Ozean) transportiert werden. Die möglichen Risiken der verschiedenen Transportoptionen werden nachfolgend diskutiert.

Transport von flüssigem oder festem CO₂ via Lastkraftwagen, Bahn oder Schiff

Beim Transport mit Fahrzeugen ist bisher nicht abzuschätzen, in welchem Umfang das Transportnetz (Straßen oder Schienen) ausgebaut werden müsste. Von dieser Variablen hängen letztlich die direkten ökologischen Folgen ab (betreffend Flächenverbrauch, Zerschneidung von Habitaten etc.). Die erhöhten Schadstoffemissionen der Fahrzeuge (induziert durch Dieselpverbrennung bei LKWs und Loks bzw. durch Stromproduktion für Loks) würden sowohl Ökosysteme als auch den Menschen selbst betreffen. Ein straßen- oder schienengebundener Betrieb erscheint aber ohnehin nur für die Aufbauphase einer CO₂-Infrastruktur relevant.

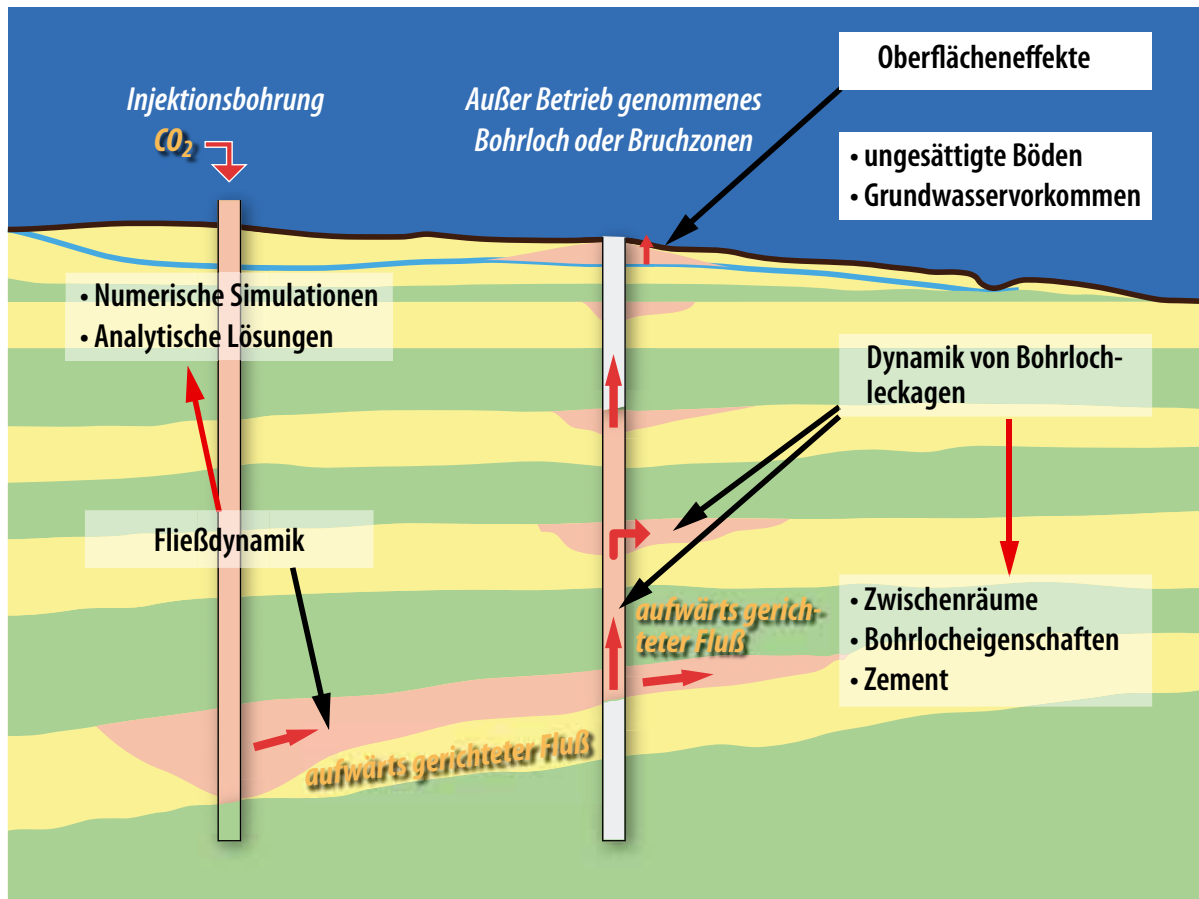


Abbildung 11-1: CO₂-Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten (Quelle: Celia und Scherer, 2004)

Die erhöhte Schadstofffreigabe von Schiffen (sie werden meist mit Schweröl betrieben) könnte bei mariner CO₂-Speicherung in großem Maßstab voraussichtlich zu messbaren Beeinträchtigungen von Ökosystemen führen. Allerdings gibt es auch hierzu bisher keine konkreten Rechnungen.

Der Transport von festem CO₂ (Trockeneis) gilt als weitgehend sicher. Trockeneis kann z.B. nach einem Unfall annähernd gefahrlos geborgen und wieder verladen werden. Die Herstellung von Trockeneis aus abgetrenntem CO₂ (zur anschließenden Tiefseespeicherung durch einfaches Abkippen in das Meer) ist jedoch ein extrem energieaufwändiger Prozess (vgl. Kapitel 6), bei dem sämtliche mit dem erhöhtem Energieeinsatz verbundenen ökologischen Auswirkungen in Betracht gezogen werden müssten. Es ist davon auszugehen, dass Trockeneisherstellung und -transport keine relevante Transportoption darstellen wird.

Transport per CO₂-Pipeline

Beim Bau von Pipelines kommt es zur Beeinträchtigung umgebender Ökosysteme. Während der Nutzung würden sich Leckagen oder Brüche aufgrund der plötzlichen Freisetzung großer Mengen an CO₂ ggf. lokal

schwerwiegend auf angrenzende Ökosysteme auswirken, da CO₂ in hoher Konzentration als Atemgift wirkt. Nach der Errichtung (Pipelinetrassierung) sowie in der Nachnutzungsphase ist eine vollständige Wiederherstellung der ursprünglichen Ökosysteme nicht immer möglich.

Transport von Eisensulfat oder Eisenoxid zur Ozeandüngung

Eisensulfat und Eisenoxid fallen in zahlreichen industriellen Prozessen als Nebenprodukte an. Abhängig vom Maßstab, in dem es zu einer Ozeandüngung käme, wäre also ggf. für deren Bereitstellung kein zusätzlicher Energiebedarf erforderlich. Die Effizienz der Ozeandüngung ist bisher noch nicht ausreichend geklärt. Erhöhter Schiffsverkehr auch in Regionen abseits der großen Schifffahrtsrouten könnte bei großmaßstäbiger Anwendung der Ozeandüngung Auswirkungen auf die dortigen Ökosysteme haben.

Der Transport von Eisenverbindungen stellt keine besonderen Anforderungen an die Transportsicherheit. Lediglich beim Ausbringen der Substanzen ist Schutzkleidung erforderlich.

11.3 Speicherung von CO₂

Geologische Optionen

Grundsätzlich besteht bei allen geologischen Speicheroptionen das Risiko von Leckagen: Entweder durch nicht bzw. ungenügend abgedichtete Bohrlöcher und Stollen (Öl- und Gasfelder, Kohlebergwerke), entlang nicht bekannter oder neu auftretender Verwerfungen und Störungsbahnen in der Speicherformation oder durch seismische Aktivitäten ausgelöste Leckagen. Dadurch kann es zum Ausströmen des Kohlendioxids an die Oberfläche oder zum Eintritt in andere Gesteinsschichten wie z.B. Grundwasser führender Schichten kommen (siehe Abbildung 11-1). Dieser Aspekt der Langzeitstabilität ist auch relevant in Bezug auf eine eventuelle Anerkennung von CO₂-Speicherprojekten im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) des Kyoto Protokolls (siehe dazu auch Kapitel 15).

Betroffen von der toxischen Wirkung des CO₂ in erhöhter Konzentration wären jegliche Lebewesen (Mensch, Tier, Pflanze, zahlreiche Mikroorganismen) über und unter der Erdoberfläche.

a. Tiefe saline Aquifere

Die Speicherung in porösen und salzwasserführenden Gesteinen ist an tiefe Sedimentbecken gebunden, die insbesondere in Norddeutschland verbreitet sind. Diese Strukturen wurden bisher nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet, somit fehlt eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften. Dies betrifft z.B. das Porenvolumen (bestimmt Gas-sättigung), Bruch- und Deformationsvorgänge sowie deren Gesteinschemismus (Dichtigkeit der überlagernden Schichten) und damit eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Gesteinsstrukturen und deren Sicherheitsrisiken in Bezug auf mögliche Leckagen (May et al. 2003). Ebenfalls noch ungeklärt sind mögliche Auswirkungen auf mikrobiotische Prozesse in den geologischen Formationen. Des weiteren führt die Einbringung von CO₂ zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers. Das saure Wasser kann dann durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Carbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern (Ploetz 2002).

b. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder

Zu beachten gilt bei diesen Optionen, dass Kohlendioxid andere chemische Eigenschaften besitzt als das bisherige Speichergut. Auf globaler Ebene bieten ausgeförderte Ölfelder im Vergleich zu Erdgasfeldern geringere Kapazitäten (vgl. Tabelle 7-2 und Abbildung 7-2). Dies trifft in besonderer Weise auf Deutschland zu (vgl. Tabelle 7-5).

Ökologische Restriktionen ergeben sich bei diesen Optionen durch bereits vorhandene Bohrungen, die die Deckschichten durchdrungen haben und als Aufstiegsbahnen für das CO₂ dienen könnten, sollten die Abdichtungen nicht entsprechend sicher sein (May et

al. 2003). Bisher gibt es noch keinen Zement, der dauerhaft einer hohen CO₂-Konzentration ausgesetzt werden kann, ohne porös zu werden (Greenpeace 2004).

c. Tiefe (gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze

Ein ökologisches Risiko besteht bei dieser Option durch ein Entweichen des geförderten Methans (vgl. Kapitel 7), welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotenzial als CO₂ hat.

d. Stillgelegte Kohlebergwerke

Aufgrund der geringen Mächtigkeit der Deckschichten (insbesondere in Deutschland), der weit verzweigten Gangsysteme mit Verbindungen zu aktiv genutzten Bereichen, teilweise „vergessenen“ Stollen und nicht registrierten Bodenabsenkungen ist das Risiko von Undichtigkeiten mit Gasaustritten in teilweise dicht besiedelten Gebieten (z.B. Ruhrgebiet) sehr hoch (Ploetz 2002).

Marine Optionen

Bei allen marinen Speicheroptionen gilt zu beachten, dass die ökosystemaren Strukturen sowie generell der Bereich der Tiefsee bislang nur sehr bruchstückhaft wissenschaftlich untersucht sind und Auswirkungen der CO₂-Speicherung auf diese Bereiche bisher nur in kleinräumigen Experimenten oder Computersimulationen erfasst wurden. Aufgrund dessen ist eine Folgenabschätzung nur sehr unsicher durchführbar, da sich u. a. auch der Zustand des CO₂ bei der Passage durch die Wassersäule verändern kann.

Insbesondere ist auf die Versauerung des Meerwassers hinzuweisen mit negativem Einfluss auf physikalisch-chemische und stoffwechselphysiologische Prozesse sowohl im biotischen wie abiotischen Bereich (Germanwatch 2004). Bei einer zunehmenden Versauerung bauen kalkbildende Organismen weniger Kalk in ihre Gehäuse ein, die Strukturen werden dünner. Eine weiter fortschreitende Versauerung kann bis zur Auflösung von Kalkstrukturen führen. Betroffen sind bzw. wären hiervon Muscheln, Korallen und viele Planktonorganismen wie Foraminiferen und heute bereits Pteropoda (Feely et al. 2004; Wolf-Gladrow 2004; Wolf-Gladrow et al. 1999). Da viele Organismen des Meeres sehr empfindlich auf Änderungen des pH-Wertes reagieren, ist es fraglich, ob die Meeresbiota in der Lage wäre, auf eine anthropogen induzierte rasche Veränderung der Lebensbedingungen in derselben Geschwindigkeit zu reagieren, da eine Anpassung an veränderte Umweltbedingungen normalerweise in größeren Zeiträumen abläuft (Knutzen 1981; Omori et al. 1998; Yamada und Ikeda 1999). Das Verschwinden dieser Organismen würde die Nahrungsketten unterbrechen oder zumindest verändern, mit bisher nicht abschätzbaren Folgen.

Die Ozeanspeicherung würde nicht zu einer dauerhaften Rückhaltung des CO₂ führen. Die Lösung von CO₂ in der Wassersäule führt zu einem verzögerten Ausgasen nach spätestens einigen hundert Jahren, wenn die

entsprechenden Wassermassen wieder in Kontakt zur Atmosphäre treten.

Auch bei einer induzierten *Algenblüte* mittels Eisendüngung sind die Auswirkungen auf marine Ökosysteme durch großflächige Eisendüngungen bisher nicht absehbar. Ein Großteil der Algen wird z.B. von Krill aufgenommen und somit das CO_2 mittelfristig wieder freigesetzt (z.B. durch Atmung), der absterbende Rest wird in tiefen Wasserschichten unter Verbrauch von Sauerstoff zu Gasen wie Methan und Distickstoffmonoxid umgewandelt – diese tragen bei Freisetzung zum Treibhauseffekt deutlich stärker bei als CO_2 .

Durch eine erhöhte Photosyntheserate des Phytoplanktons kommt es zur Erwärmung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für die Ozeanzirkulation. Dies nimmt Einfluss auf die Atmosphärenchemie und das Klima, da das Phytoplankton z.B. Dimethylsulfid (DMS) produziert, das zur Bildung von Wolkenkondensationskernen führt (Lawrence 2002).

Sonstige Optionen

Biomasse: Primärwälder und Feuchtgebiete sind als Senken kaum erweiterbar, da viele Flächen begrenzt und bedroht sind. Vordringlichstes Ziel muss es daher sein, bestehende Ur- und Primärwälder in ihrer Vielfalt zu schützen und nachhaltig zu bewirtschaften. Ebenfalls gilt es, der radikalen Abholzung Einhalt zu gebieten, da der bereits gespeicherte Kohlenstoff in den alten Bäumen z.B. bei der vornehmlich betriebenen Papierherstellung kurzfristig freigesetzt wird (Forum Umwelt und Entwicklung 2001). Eine mittelfristige Speicherung ist beim Einsatz von Holz als Baustoff zu erzielen, da Holzelemente eine „Lebensspanne“ von 100 bis 150 Jahren haben können (Pro REGENWALD 1998).

Holzplantagen binden aufgrund ihres schnellen Wachstums in kurzer Zeit große Mengen CO_2 (zwischen 1,4 und 15 t Kohlenstoff/ha, naturnahe Wälder 7–8 t/ha), aber nach wenigen Jahren/Jahrzehnten lässt das Wachstum deutlich nach und zurück bleibt ein ausgelaugter Boden, der sich für eine weitere Anbaunutzung kaum mehr eignet. Des weiteren führt der Anbau von (nicht heimischen und schnellwüchsigen) Monokulturen zur Verarmung und Verdrängung des natürlichen Artenbestands, zudem sind diese Kulturen anfällig für Schadorganismen und führen durch Einsatz von Dünger und Pestiziden zur Verschlechterung der THG-Bilanz (Pro REGENWALD 1998).

Plantagen stehen oftmals in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und verdrängen dadurch kleinräumige landwirtschaftliche Strukturen, da sie vor allem in Entwicklungsländern entstehen. Zudem verursachen sie durch Bewässerungsmaßnahmen ein Absinken des Grundwasserspiegels und fördern die Bodenerosion. Durch den Anbau von gentechnisch veränderten Bäumen, wie im Zusammenhang mit der CO_2 -Speicherung schon vorgeschlagen, besteht die Gefahr einer Einflussnahme auf bestehende Ökosysteme mittels Gentransfer

mit bisher unbekannten Auswirkungen (Umweltinstitut München 2004).

Die Speicherung von CO_2 durch Bäume ist nach menschlichen Maßstäben gerechnet lediglich eine vorübergehende Speichermöglichkeit.

Absorption an Minerale: Die Bindung von CO_2 an Magnesiumsilikat benötigt für die Betrachtung des Gesamtprozesses nach heutigem Erkenntnisstand einen sehr hohen Energie-Input und große Wassermengen für den Löseprozess. Die Abscheidung/Bindung des CO_2 eines Kraftwerks mit einem Gigawatt Leistung bedarf einer Wärmeeinspeisung von 400 MW (Kohlmann 2001). Kritisch zu betrachten sind außerdem der Flächenverbrauch durch den Abbau der Magnesiumsilikate sowie der mit Emissionsausstoß verbundene Transport des Reaktionsprodukts und dessen Verbringung (Herzog 2002).

11.4 Zusammenfassende vergleichende Darstellung

Tabelle 11-1 fasst die ökologischen Auswirkungen der Prozessketten von CCS zusammen und stellt diese im Vergleich zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz dar. Dabei lässt sich festhalten, dass beide Strategieoptionen in verschiedenen Bereichen bzw. konkreten Nutzungsoptionen mit signifikanten ökologischen Risiken verbunden sein können, die bei der Umsetzung und der Auswahl der Optionen berücksichtigt werden müssen. Die Beispiele Windkraft und Solarthermische Kraftwerke sollen dies erläutern:

Windkraftanlagen können lokale Biozönosen verändern, da sowohl Fundamentierung als auch Zuwegung Eingriffe in Ökosysteme darstellen. Der Einsatz im Meer führt während der Bauphase zum Absterben lokaler benthischer (bodenlebender) Fauna. Pfeiler schaffen neue Besiedlungssubstrate (künstliche Riffe), wodurch sich die Zusammensetzung von Flora und Fauna verändert. Dies wird jedoch oft als positiver Effekt betrachtet, da die strömungsberuhigte und fischereifreie Zone innerhalb von Windparks von vielen Tieren als Ruhe- und Aufwuchsgebiete genutzt wird.

Der Einsatz solarthermischer Kraftwerke z.B. in Spanien oder in Wüstengebieten Nordafrikas kann zur Beeinträchtigung von Lebensräumen führen, da der hohe Flächenbedarf die Bedingungen am Boden verändert. Bei dieser Veränderung handelt es sich jedoch nicht um eine Flächenversiegelung, sondern in erster Linie um eine Abschattung des Bodens.

Tabelle 11.1: Gesamtbewertung verschiedener Klimaschutzoptionen (Bewertungskriterium: Ökologische Folgewirkungen)

Technologie	Ökologische Folgewirkungen		
	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
CO₂-Abtrennung und -Speicherung		<ul style="list-style-type: none"> Energieverbrauch: Gravierend erhöhter Energiebedarf bei allen Optionen, dadurch Erhöhung sämtlicher Stoffströme und damit verbundener Belastungen von Ökosystemen erhöhter Kohlebedarf: stärkere Belastung durch Abbau sowie verstärkter Schiffsverkehr erhöhte sonstige Emissionen: übrige Treibhausgase wie Methan und N₂O, Luftschadstoffe, Stäube erhöhter Gasbedarf: verstärkte Produktion und Pipeline-Transport erhöhen die bereits vorhandenen Sicherheitsrisiken 	
Abtrennverfahren		<ul style="list-style-type: none"> der Einsatz von Brennstoffen wird durch die Verlängerung der Prozesskette (Rauchgasreinigung) bzw. durch Einführung neuer Prozesslinien (IGCC, Oxyfuel) deutlich erhöht im Vergleich zum Einsatz bei bisherigen Prozessen. Folgen hieraus siehe oben unter „CO₂-Entsorgung“ 	
Rauchgaswäsche	<ul style="list-style-type: none"> der Materialaufwand ist größer, weil die Rauchgaswäsche eine Vielzahl an zusätzlichen Komponenten erfordert 	<ul style="list-style-type: none"> energieintensivste Art der CO₂-Abtrennung, erhöht den Energiebedarf um bis zu 40 Prozent, entsprechend auch sämtliche damit verbundenen Umweltwirkungen mögliche Folgen durch Freisetzung toxischer Waschmittel 	
IGCC Integrated Gasification Combined Cycle	<ul style="list-style-type: none"> der zusätzliche Materialaufwand durch Einführung von IGCC ist bisher nicht abzuschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> negative ökologische Folgen werden – vom erhöhten Energiebedarf und den damit verbundenen Umweltwirkungen (siehe oben) abgesehen – nicht deutlich zahlreicher sein als bei bisherigen konventionellen Kraftwerken 	
Oxyfuel-Prozess	<ul style="list-style-type: none"> der zusätzliche Materialaufwand des Oxyfuel-Prozesses ist bisher nicht abzuschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> ökologische Folgen für den eigentlichen Oxyfuel-Prozess sind bisher nicht abzuschätzen, da sich das Verfahren noch in Entwicklung befindet. Es wird voraussichtlich aber – vom erhöhten Energiebedarf und den damit verbundenen Umweltwirkungen (siehe oben) abgesehen – nicht deutlich mehr negative Folgen haben als bisherige konventionelle Kraftwerke 	
Transport		<ul style="list-style-type: none"> Der Abtransport von CO₂ in jedweder Form ist energieaufwendig und erhöht deshalb die Stoffströme, der größte Aufwand entsteht dabei bei der Konditionierung des CO₂ (Verdichtung, Verflüssigung) 	
Pipeline	<ul style="list-style-type: none"> Eingriff in sämtliche Ökosysteme entlang der Pipelinetrasse 	<ul style="list-style-type: none"> Leckagen und Unfälle (Brüche etc.) können zur Zerstörung von Ökosystemen führen 	<ul style="list-style-type: none"> Wiederherstellung ursprünglicher Ökosysteme entlang rückgebauter Pipelinetrassen fraglich
Trockeneis: per Schiff und/oder Schiene		<ul style="list-style-type: none"> Herstellung von Trockeneis ist extrem energieaufwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Bahn: Keine, da bereits vorhandene Transportwege genutzt werden Schiff: Zerstörung von Ökosystemen aufgrund erhöhter Schadstofffreigabe ins Wasser

Technologie	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
Eisensulfat oder -oxid-Transport per Schiff		<ul style="list-style-type: none"> Energieaufwendiger Prozess, hierdurch Belastung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> aufgrund der Zunahme des Schiffsverkehrs Zerstörung von Ökosystemen aufgrund erhöhter Schadstofffreigabe ins Wasser möglich
Speicherung			
Terrestrische Speicherungsoption			
Aufforstung	<ul style="list-style-type: none"> durch Anlage von Plantagen teilweise Rodung von natürlichen Wald- und Baumbeständen 	<ul style="list-style-type: none"> Plantagen speichern generell weniger CO₂ als Misch- und Naturwälder Monokulturen stehen in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion Monokulturen sind anfällig für Krankheiten/Schadorganismen Primärwälder als Senken sind kaum erweiterbar Verschiedene Waldökosysteme haben unterschiedlich hohe Speicherpotenziale Nutzung gentechnisch veränderter Pflanzen kann Wildarten beeinträchtigen bzw. über Monokulturen hinaus verdrängen 	<ul style="list-style-type: none"> Aufforstung ist eher als Zwischenspeicherung mit verzögerter CO₂-Freigabe zu bewerten: später freigesetztes CO₂ trägt zum Klimawandel bei, da „Einbau“ von CO₂ nur während der Wachstumsphase des Baumes innerhalb einiger Jahrzehnte erfolgt Biomasse/Algen: Stark begrenztes Potenzial unter Berücksichtigung ethischer und ökologischer Aspekte
Geologische Speicherungsoptionen			
Stillgelegte Kohlebergwerke		<ul style="list-style-type: none"> durch hohe Leckagegefahr können Ökosysteme stark gefährdet werden 	<ul style="list-style-type: none"> durch hohe Leckagegefahr können Ökosysteme stark gefährdet werden
Tiefe (nicht abbauwürdige) Kohleflöze (ECBM)		<ul style="list-style-type: none"> entweichendes und nicht aufgefangenes Methan kann den Treibhauseffekt verstärken 	<ul style="list-style-type: none"> dauerhafte Speicherung von CO₂ ist bisher nicht nachgewiesen
Saline Aquifere		<ul style="list-style-type: none"> bei sicherer Gestaltung der Einbringung Gefahren niedrig 	<ul style="list-style-type: none"> Langfriststabilität von CO₂ in Aquiferen noch nicht ausreichend geklärt
Salzkavernen		<ul style="list-style-type: none"> bei Leckage Gefahr einer schlagartigen Entleerung 	<ul style="list-style-type: none"> Keine, sofern Leckagen verhindert werden
Mineralisierung	<ul style="list-style-type: none"> beim Abbau der reaktionsfähigen Ausgangsprodukte Flächenverbrauch inkl. Zerstörung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> hoher Energieverbrauch für Mineralisierungsvorgänge und Transporte hoher Transportaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Flächenverbrauch endgelagerter Mineralien verdrängt Ökosysteme
Marine Speicherungsoptionen			
Induktion von Algenblüten		<ul style="list-style-type: none"> im oberflächennahen Bereich: möglicherweise Verschiebung ökologischer Systeme hin zu anderen Arten durch Erwärmung des Oberflächenwassers Veränderung der Wasserschichtung, dadurch Veränderung von Ökosystemen bis hin zu deren Zerstörung Meeresboden: Abbau von absinkendem Algenmaterial verbraucht Sauerstoff, dadurch Bildung O₂-armer bzw. -freier Zonen. Folge: Zerstörung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> langfristige Effekte auf Ökosysteme sind bisher nicht abzusehen
Physikalische Lösung durch Einpumpen		<ul style="list-style-type: none"> bei langfristiger Anwendung Absenkung des pH-Wertes des Meerwassers, dadurch Beeinträchtigung von Ökosystemen auf globaler Ebene, kalkbildende Organismen werden als erste betroffen sein zeitversetzte Wiederfreisetzung des CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> bei langfristiger Anwendung Absenkung des pH-Wertes des Meerwassers, dadurch Beeinträchtigung von Ökosystemen auf globaler Ebene

Technologie	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
Versenkung von Trockeneis		<ul style="list-style-type: none"> im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen zeitversetzte Wiederfreisetzung des CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen
Bildung von CO ₂ -Seen am Meeresgrund		<ul style="list-style-type: none"> Im Bereich der Seen Absterben sämtlicher Organismen durch eventuelle Hangrutschungen und folgende unkontrollierte Ausbreitung von flüssigem CO₂ ausgeweitete Zerstörung ganzer Ökosysteme 	<ul style="list-style-type: none"> Im Bereich der Seen Absterben aller Organismen durch eventuelle Hangrutschungen und folgende unkontrollierte Ausbreitung von flüssigem CO₂ ausgeweitete Zerstörung ganzer Ökosysteme
Regenerative Energien			
Windkraft onshore	<ul style="list-style-type: none"> durch Fundamentsetzung und Zuwegung lokale Veränderung der Abiotik, dadurch Änderung der natürlichen Biozönosen 	<ul style="list-style-type: none"> proviziert bei einigen Vogelarten Ausweichverhalten, dadurch Lebensraumverkleinerung Geräuschemissionen vereinzelt noch Schattenwurf, wird aber durch moderne Regelungschnik weitgehend unterbunden 	<ul style="list-style-type: none"> keine, vollständiger Rückbau möglich
Windkraft offshore	<p>Sowohl Nord- als auch Ostsee sind seit Jahrzehnten vom Menschen stark genutzte Meeresgebiete mit weitreichenden Folgen für ökologische Systeme: intensive Nutzung als Fischereigebiet (Überfischung), Seeweg (Schadstoffbelastung) sowie als Rohstofflieferant (Kies) und Entsorgungsbecken (Verklappung von Schutt)</p>		
	<ul style="list-style-type: none"> in der Bauphase lokales Absterben der benthischen Lebensgemeinschaften mit Auswirkungen auf nachgeordnete Lebensgemeinschaften durch Fundamentierung Veränderung der Abiotik, dadurch Änderung der natürlichen Biozönosen Unterwasserschall bei Fundamentierung könnte Gehör von Meeressäugern schädigen (Grenzwerte für Schalleinträge wurden bisher nicht festgesetzt) 	<ul style="list-style-type: none"> proviziert Ausweichverhalten bei einigen Zugvogelarten Geräuschemissionen mögliche positive Effekte: <ul style="list-style-type: none"> beruhigte Zone von Windparks kann als Ruhe- und Aufwuchszone für Fauna dienen (so genannte nursing grounds) Fundamente/Pfeiler fungieren als künstliche Riffe und bieten als Hartsubstrat Lebensraum für zahlreiche Organismengruppen (mit Folgen für die nachgeordnete Fauna) 	<ul style="list-style-type: none"> keine, vollständiger Rückbau möglich
Biomasse und Biogas			
Anbau von „Energiepflanzen“ (NaWaRo)		<ul style="list-style-type: none"> Anbau von Monokulturen reduziert die Artenvielfalt und beeinträchtigt natürliche Regulierungsmechanismen (betrifft nur NaWaRo) 	<ul style="list-style-type: none"> normalerweise keine Wiederherstellung der vor der Nutzung existierenden Ökosysteme möglich, z.B. nach Trockenlegung von Feuchtbiotopen
Waldrestholz		<ul style="list-style-type: none"> ggf. perspektivisch Einsatz von gentechnisch veränderten Pflanzen mit nicht vorhersehbaren Folgen (betrifft nur NaWaRo) 	<ul style="list-style-type: none"> gegebenenfalls unabsehbare Folgen durch Einsatz von genetisch veränderten Organismen
Grünschnitt			
Klärschlamm		<ul style="list-style-type: none"> Verdrängung natürlicher Biotop (betrifft nur NaWaRo) 	
Gülle		<ul style="list-style-type: none"> je nach Biobrennstoff und Verbrennungsprozess SO₂- und NO_x-Emissionen 	

Technologie	während Errichtung/Einführung der Technologie (kurzfristig)	während Nutzung	nach Nutzung (langfristig)
Wasserkraft a) kleine Laufwasserkraftwerke b) große Laufwasserkraftwerke c) Speicherkraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> • gravierender Eingriff in umgebende Ökosysteme 	<ul style="list-style-type: none"> • Laufwasserkraftwerke haben weitreichende ökologische und hydrologische Folgen: Veränderung von Abfluss- und Sedimentregimes in Qualität, Quantität und Dynamik; • im Umkreis versenkter Trockeneisladungen Absterben von Lebewesen vielfältige Erfahrungen im Umgang mit Folgen und Maßnahmen der Eindämmung • Störung bzw. Unterbindung von Fischwanderungen und Migration des Makrozoobenthos • bei Speicherkraftwerken durch Staudämme direkter Verlust von Landflächen und ihrer Ökosysteme 	<ul style="list-style-type: none"> • abhängig von der nachenergetischen Nutzung des Wasserkraftwerkes; Wiederherstellung der ursprünglichen Ökosysteme ist jedoch i.d.R. nicht möglich
Solarstrahlung I Photovoltaik auf Gebäuden auf Freiflächen	<ul style="list-style-type: none"> • minimale Eingriffe während der Bauphase • kumulierter Energie- und Materialbedarf je nach Zellentechnologie signifikant 	<ul style="list-style-type: none"> • Flächenintensivität kann ökologische Lebensräume einschränken, z.B. durch Abschattung 	<ul style="list-style-type: none"> • am Standort keine, da vollständiger Rückbau möglich • je nach eingesetzten Materialien aufwendige Entsorgung mit möglicher Umweltgefährdung, insbesondere bei Cadmium-Tellurid- und Gallium-Arsenid-Zellen (Cd und As sind Schwermetalle)
Solarstrahlung II Solarthermische Kraftwerke		<ul style="list-style-type: none"> • Flächenintensivität kann ökologische Lebensräume beeinträchtigen, z.B. durch Abschattung 	<ul style="list-style-type: none"> • keine, vollständiger Rückbau möglich
Geothermie I oberflächennah	<ul style="list-style-type: none"> • durch Bohrungen kleinskalige Beeinträchtigung von Ökosystemen 		
Geothermie II tief	<ul style="list-style-type: none"> • durch Zuwegung und Bohrungen kleinskalige Beeinträchtigung von Ökosystemen 	<ul style="list-style-type: none"> • eher gering 	
Meerwassernutzung ¹		<ul style="list-style-type: none"> • sämtliche Systeme außer Gezeitenkraftwerk befinden sich noch im Entwicklungsstadium, eine abschließende Abschätzung ökologischer Folgen ist noch nicht möglich • Gezeitenkraftwerk: möglicherweise Beeinträchtigung von Tierwanderungen 	<ul style="list-style-type: none"> • bisher nicht ausreichend bekannt
Energieeffizienz			
Angebotsseitige Effizienzmaßnahmen Steigerung der Kraftwerkswirkungsgrade	<ul style="list-style-type: none"> • in der Regel keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> • in der Regel keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> • keine Mehrbelastungen im Vergleich zu weniger effizienten Technologien
Nachfrageseitige Effizienzmaßnahmen REN-Technologien auf Endverbraucherseite	<ul style="list-style-type: none"> • teilweise höherer Materialaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> • keine 	<ul style="list-style-type: none"> • evtl. erhöhter Entsorgungsaufwand (z.B. Dämmmaterialien)
¹ Gezeitenhübe, Wellenbewegungen, Strömungen, Temperaturgradienten			

Kapitel 12

Entwicklung von Strom- und

Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS

12.1 Zukünftige Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung technologischer Entwicklungen, Brennstoffpreissteigerungen und Kosten für CO₂-Emissionszertifikate

12.1.1 Entwicklung von Preisen für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate

Um langfristig wirksame Investitionsentscheidungen wie den Bau von langlebigen Kraftwerken korrekt bewerten zu können, sind insbesondere Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Preise fossiler Energieressourcen erforderlich. Diese sollten eine ausreichend große Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken und insbesondere berücksichtigen, dass wie im Falle von CCS-Anlagen Investitionsentscheidungen erst um 2020 anstehen, dann aber 30 und mehr Jahre wirksam sein können. Im Lichte der beträchtlichen jüngsten Preissteigerungen bei Rohöl, die ein gutes Jahrzehnt sehr niedriger Preise beendet haben, und den sich mittelfristig abzeichnenden Verknappungen dieses Rohstoffs empfiehlt es sich, auch Preisentwicklungen zu berücksichtigen, die vor einigen Jahren noch als unwahrscheinlich angesehen wurden. Diese dürften inzwischen jedoch wahrscheinlicher sein als viele der Niedrigpreisannahmen, die zahlreichen Studien der letzten fünf Jahre noch als Ausgangsbasis für ihre Schlussfolgerungen dienten.

Hier werden zwei Preispfade für fossile Brennstoffpreise berücksichtigt, die in etwa dieses Spektrum abbilden. Das „traditionelle“ Preisszenario – als „EWI 2005“ bezeichnet – beruht auf den Annahmen des Energiereports IV (EWI/Prognos 2005). Es geht noch vom Energiepreisniveau um 2002 aus und beschreibt eine Preisentwicklung bis 2030. Es wurde hier bis 2050 fortgeschrieben. Das zweite Preisszenario, welches die jüngsten Preissteigerungen mitberücksichtigt und diese tendenziell fort schreibt, wird als „DLR 2005“ bezeichnet.¹ Es beruht zum Teil auf den in (BMU 2004) getroffenen Annahmen und wurde entsprechend aktualisiert.

Abbildung 12-1 stellt beispielhaft die Vergangenheitsentwicklung des Rohölpreises auf der Basis von Jahresmittelwerten (\$/bbl real mit Geldwert 2000) diesen zwei zukünftigen Preispfaden gegenüber. Während der Jahresmittelwert in 2002 noch 24 \$₂₀₀₀/bbl betrug, stieg er in 2004 auf 36 \$₂₀₀₀/bbl und erreichte in 2005 (Mittelwert Januar bis September) bereits 48 \$₂₀₀₀/bbl. Die nominalen Preise haben bereits das Niveau der Spitzenpreise um 1982 überschritten, das reale Preisniveau liegt im Jahresmittel noch darunter. In kurzfristigen Spitzenwerten wurden im Jahr 2006 allerdings bereits Preise um 70 \$₂₀₀₀/bbl erreicht.

Der Preispfad „EWI 2005“ erreicht, ausgehend vom Niveau des Jahres 2002, einen realen Ölpreis von 37 \$₂₀₀₀/bbl in 2030 (nominal von 63 \$/bbl) und von 50 \$₂₀₀₀/bbl in 2050 (nominal von 110 \$/bbl), liegt also während des gesamten Betrachtungszeitraums unter dem Niveau des Jahres 2005. Der jetzige Ölpreis müsste also wieder deutlich sinken, um sich diesem Niveau zu nähern. Der Preispfad „DLR 2005“ geht vom Niveau des Jahres 2005 aus und nimmt einen weiteren, aber eher verhaltenen Preisanstieg an. In 2030 werden so 65 \$₂₀₀₀/bbl (nominal 110 \$/bbl) erreicht und in 2050 von 72 \$₂₀₀₀/bbl (nominal 160 \$/bbl).

Für die weiteren Betrachtungen sind insbesondere die Preise von Erdgas und Steinkohle für Kraftwerke von Bedeutung. Da Kraftwerke bereits heute in Deutschland dem Emissionshandel unterworfen werden, interessiert auch die weitere Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate. Sie liegen derzeit bei 15–20 EUR/t, nachdem ursprünglich vermutet wurde, dass in der ersten Phase des Emissionshandels bis 2007 die Preise nicht über 10 EUR/t CO₂ steigen würden. In beiden Preispfaden steigen die „CO₂-Preise“ kontinuierlich: in „EWI 2005“ nur sehr gering von 5 EUR/t CO₂ in 2010 auf 15 EUR/t CO₂ in 2030 (fortgeschrieben auf 22,5 EUR/t CO₂ in 2050); in „DLR 2005“ etwas deutlicher, aber immer noch relativ moderat, von 7,5 EUR/t CO₂ in 2010 auf 22,5 EUR/t CO₂ in 2030 und auf 35 EUR/t CO₂ in 2050. In der weiteren Betrachtung werden diese Preise zur Ermittlung der jeweiligen Stromgestehungskosten entsprechend dem Kohlenstoffgehalt der Brennstoffe auf die Brennstoffpreise umgelegt².

¹ EWI/Prognos haben inzwischen (EWI/Prognos, August 2006) eine Preisvariante vorgestellt, die ebenfalls die bisherigen Preisanstiege aufgreift und einen deutlich höheren Preispfad darstellt. Er ist nachrichtlich in Abb. 12-1 dargestellt („EWI 2006“). Er geht von einem gewissen Abbau der derzeitigen Preisspitzen bis ca. 2015 aus, nähert sich aber bis 2030 dem Preispfad „DLR 2005“ an. Diese Aktualisierung unterstützt die Aussage, dass der Energiepreispfad „DLR 2005“ ein zukünftig realistischer Preispfad sein dürfte.

² Da sich bei den CO₂-armen CCS-Kraftwerken nur die deutlich geringeren verbleibenden CO₂-Emissionen bei der Kostenbestimmung auswirken, ist damit eine zunehmende Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen fossilen Kraftwerken gegeben, die etwa dann eintritt, wenn die CO₂-Preise die ermittelten CO₂-Vermeidungskosten dieser Anlagen errichten.

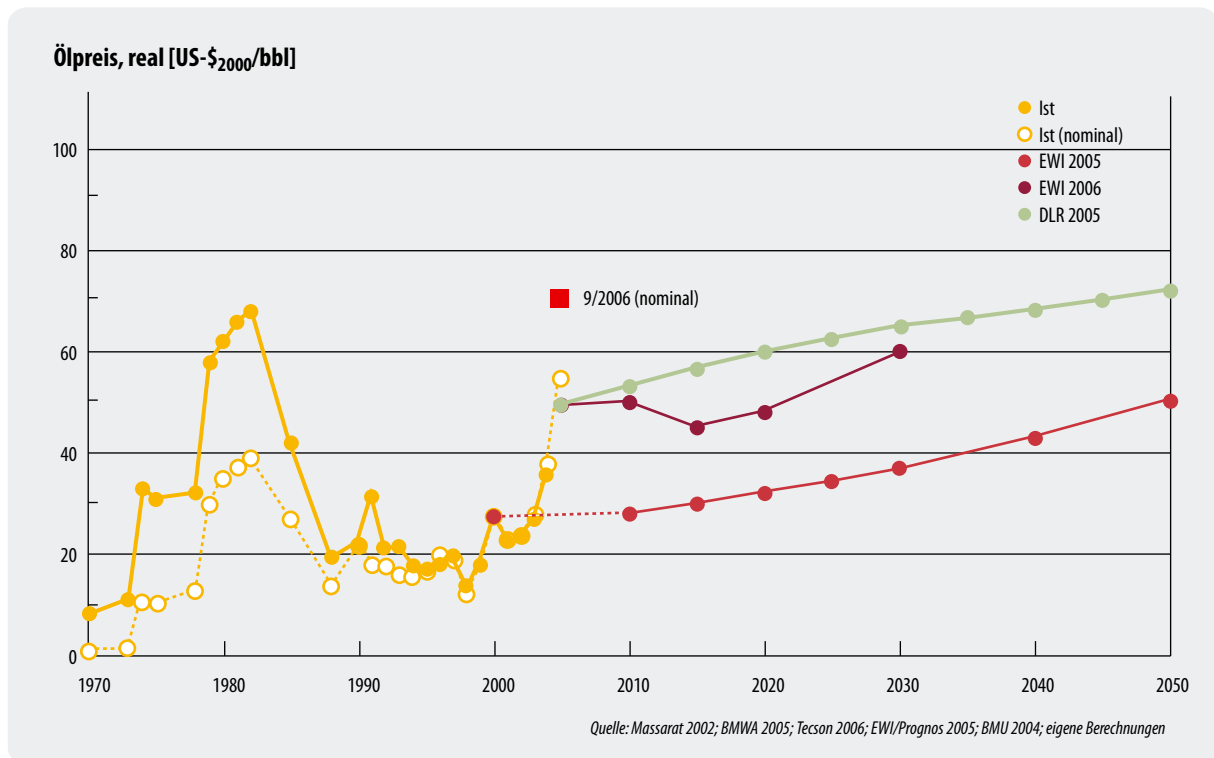


Abbildung 12-1: Entwicklung des realen (\$₂₀₀₀) und nominalen Ölpreises seit 1970; Energiepreispfade („EWI 2005“) und („DLR 2005“) in realen Preisen bis 2050 und (nachrichtlich) der Preisfad „EWI 2006“ bis 2030

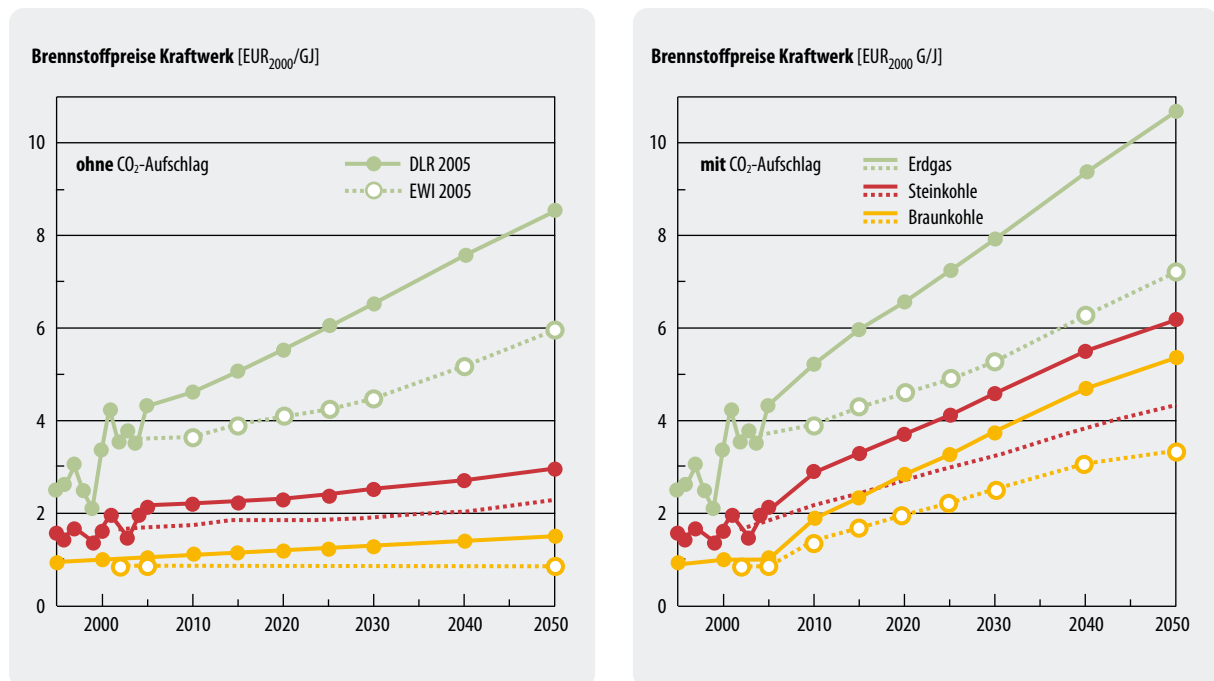


Abbildung 12-2: Brennstoffpreise frei Kraftwerk (in \$₂₀₀₀/GJ) für die Preisszenarien „DLR 2005“ (durchgezogene Linien) und „EWI 2005“ (gestrichelte Linien) ohne (links) und mit CO₂-Aufschlag (rechts) für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle

Tabelle 12-1: Brennstoffpreise für Kraftwerke in zwei Preispfaden („EWI 2005“ und „DLR 2005“) ohne und mit CO₂-Aufschlag in EUR-ct₂₀₀₀/kWh_{th} und in EUR₂₀₀₀/GJ

			EWI						Fortschreibung				Mittelwert	Anstieg 2050
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	20-50	%/a	
EWI 2005														
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,27	1,55	1,30	1,40	1,46	1,52	1,60	1,72	1,85	1,98	2,15	1,75	1,59
	EUR/GJ	3,53	4,31	3,61	3,88	4,04	4,23	4,45	4,78	5,14	5,50	5,98	4,87	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	0,62	0,65	0,65	0,66	0,67	0,69	0,72	0,77	0,81	0,71	0,79
	EUR/GJ	1,59	2,12	1,72	1,82	1,82	1,84	1,86	1,93	2,00	2,13	2,25	1,98	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,00
	EUR/GJ	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	
EWI 2005 + CO ₂			EUR/t	5,00	7,50	10,00	12,50	15,00	17,50	20,00	21,25	22,50		
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,27	1,55	1,40	1,55	1,66	1,77	1,91	2,08	2,26	2,43	2,61	2,10	1,90
	EUR/GJ	3,53	4,31	3,89	4,30	4,61	4,92	5,30	5,79	6,28	6,76	7,24	5,84	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	0,78	0,88	0,99	1,08	1,17	1,28	1,38	1,47	1,56	1,27	1,93
	EUR/GJ	1,59	2,12	2,18	2,46	2,74	2,99	3,24	3,55	3,85	4,09	4,33	3,54	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,30	0,30	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	0,95	1,10	1,05	1,20	0,96	2,38
	EUR/GJ	0,83	0,83	1,39	1,67	1,95	2,22	2,50	2,64	3,06	2,92	3,34	2,66	
				DLR										
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	20-50	%/a	
DLR														
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,21	1,55	1,73	1,90	2,06	2,23	2,40	2,58	2,76	2,96	3,15	2,59	1,76
	EUR/GJ	3,35	4,31	4,81	5,27	5,73	6,20	6,67	7,17	7,67	8,21	8,76	7,20	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	0,79	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,98	1,03	1,08	0,95	0,97
	EUR/GJ	1,59	2,12	2,20	2,26	2,32	2,42	2,51	2,62	2,72	2,86	3,00	2,64	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,34	0,36	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51	0,52	0,47	0,86
	EUR/GJ	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,31	1,36	1,40	1,45	1,30	
DLR 2005 + CO ₂			EUR/t	7,50	11,25	15,00	18,75	22,50	26,26	30,00	32,50	35,00		
Erdgas	ct/kWh _{th}	1,21	1,55	1,82	2,05	2,29	2,54	2,80	3,07	3,33	3,57	3,80	3,06	2,20
	EUR/GJ	3,35	4,31	5,05	5,70	6,37	7,06	7,78	8,52	9,26	9,91	10,56	8,49	
Steinkohle	ct/kWh _{th}	0,57	0,76	1,03	1,17	1,32	1,48	1,64	1,80	1,96	2,09	2,22	1,79	2,27
	EUR/GJ	1,59	2,12	2,86	3,25	3,67	4,11	4,55	5,00	5,45	5,81	6,17	4,97	
Braunkohle	ct/kWh _{th}	0,34	0,36	0,68	0,85	1,02	1,19	1,35	1,52	1,69	1,81	1,93	1,50	2,97
	EUR/GJ	0,95	1,00	1,89	2,36	2,84	3,29	3,75	4,23	4,70	5,03	5,37	4,17	

Tabelle 12-2:
Eckdaten für die Berechnung
der Stromkosten fossiler
Kraftwerke

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC ²⁾ (2005)	Referenz
Zinssatz	%/a	12	10	10		10
Abschreibungsdauer	a	15	30	25		25
Annuität	%/a	15,0	10,6	11,0	11–17	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	7 000	8 200	7 500	5 700–7 800	7 000
Einfluss auf die Strom- gestehungskosten bezogen auf Referenz		1,10	0,85	0,93	0,80–1,20	1,00
Brennstoffpreise						
Erdgas	€/GJ	3,93	3,20	3,00	3,0–4,8	4,0–5,7¹⁾
Steinkohle	€/GJ	1,24	1,60	2,00	1,8–2,3	1,8–2,3¹⁾
1) Preise für 2020 ohne CO ₂ -Aufschlag 2) Bandbreiten der in IPCC 2005 zitierten Untersuchungen						

Die resultierenden für Kraftwerke relevanten Brennstoffpreise mit und ohne CO₂-Aufschlag sind in Abbildung 12-2 und in Tabelle 12-1 zusammengestellt. In „EWI 2005“ werden die Preise des Jahres 2005 bei Gas erst wieder in 2025, bei Steinkohle erst um 2045 erreicht. Der unterstellte CO₂-Aufschlag verschiebt diese Zeitpunkte deutlich nach vorne auf die Jahre 2015 bzw. 2010. Beim Preispfad „DLR 2005“ sind die Brennstoffpreise ohne CO₂-Aufschlag im Jahr 2020, dem Zeitpunkt möglicher erster kommerzieller CCS-Anlagen, um etwa ein Drittel höher als in „EWI 2005“ und im Jahr 2050 um 45 Prozent höher für Gas und um 30 Prozent höher für Kohle. Die angenommenen CO₂-Aufschläge verteuern insbesondere die Kohle deutlich. In „DLR 2005“ liegt der Kohlepreis inklusive CO₂-Aufschlag in 2050 beim 3-fachen des Wertes von 2005, bei Erdgas beim 2,5-fachen. Nachrichtlich sind auch die Preise für Braunkohle angegeben.

Die angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für CO₂-Emissionszertifikate hat sowohl Auswirkung auf die Kostenunterschiede zwischen Technologien mit CO₂-Rückhaltung gegenüber solcher ohne Rückhaltung (wegen der unterschiedlichen Wirkungsgrade) als insbesondere auch hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit mit den CO₂-freien Technologien auf der Basis erneuerbarer Energiequellen.

12.1.2 Eckdaten der Kostenbestimmung und Stromkosten im Jahr 2020

Im Folgenden werden Kostenangaben verschiedener relevanter Literaturquellen zu zukünftigen Kraftwerken mit und ohne CO₂-Rückhaltung dargestellt. Die Kosten wurden jedoch auf der Basis unterschiedlicher ökonomischer Eckdaten wie Bezug für Geldwert, Zinssätze und Abschreibungsdauern, unterschiedlichen Ausnutzungsdauern der Kraftwerke und teilweise sehr verschiedener Brennstoffpreise ermittelt. Sie sind

daher nur bedingt vergleichbar. Allein die unterschiedlichen Annahmen zur Annuität und zur Ausnutzungsdauer der Anlagen (Tabelle 12-2) führen zu Unterschieden in der Kostenberechnung von bis zu ± 20 Prozent. Weiterhin können unterschiedliche Kraftwerksgrößen zu verschiedenen spezifischen Investitionskosten führen. Auch die Unterschiede in den Brennstoffpreisen sind beträchtlich, wobei im Allgemeinen auch keine Aussagen über die Steigerungsraten während der Betriebsdauer der Anlagen (z.B. zwischen 2020 und 2050) gemacht wurden. Die Angaben aus vier wichtigen Quellen (Williams 2002, IEA 2003, ECOFYS 2004, IPCC 2005) werden daher im Folgenden auf der Basis gleicher Ausgangsdaten hinsichtlich Zinssatz, Abschreibungsdauer, jährlicher Volllaststundenzahl und Brennstoffkosten gegenübergestellt und mit den hier definierten Referenztechnologien verglichen.

In Tabelle 12-3 sind die Kenndaten von drei Kraftwerkstypen zusammengestellt, die für einen frühen Einsatz (um 2020) von CO₂-Rückhaltetechniken von besonderer Bedeutung sind. Dies sind

- effiziente Steinkohle-Dampfkraftwerke (SK-Dampf)
- Steinkohle-GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (SK-IGCC) und
- gasgefeuerte GuD-Kraftwerke (GuD).

Sie werden in allen relevanten Quellen berücksichtigt. Erdgasgefeuerte Dampfkraftwerke wurden nur in (ECOFYS 2004) zusätzlich untersucht. Sie sind aber wegen deutlich geringerer Wirkungsgrade im Vergleich zu GuD-Kraftwerken für eine CO₂-Rückhaltung nicht von größerem Interesse. Deutliche Einschätzungsunterschiede ergeben sich bei SK-Dampfkraftwerken. Die aufgeführten Angaben der Referenzkraftwerke berücksichtigen deshalb in besonderem Maße die deutsche Situation. So sind die Daten des SK-Dampfkraftwerks 2020 in Anlehnung an das Konzept des

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Leistung	MW	460	k.A.	500	k.A.	700
Nutzungsgrad	%	42,7	44	42	45,6	49
Investition	€/kW _{el}	1 425	1 086	1 085	870	950
Betrieb, Wartung	€/kW _a	72,1	33,0	50,0	48,3 ²⁾	48,3
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	5,19	4,15	4,39	3,90	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						3,87
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						4,89
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						3,51
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Leistung	MW	425	k.A.	500	365	700
Nutzungsgrad	%	43,1	46	47	49,4	50
Investition	€/kW _{el}	1 557	1 335	1 685	1 100	1 300
Betrieb, Wartung	€/kW _a	59,3	37,1	57,5	53,0 ²⁾	53,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	5,21	4,48	5,18	4,20	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,46
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						5,46
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,12
Erdgas-GuD-Kraftwerk						
Leistung	MW	385	k.A.	500	380	700
Nutzungsgrad	%	53,6	59	58	58,6	60
Investition	€/kW _{el}	590	424	480	700	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	23,3	14,8	37,3	34,1 ²⁾	34,1
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	4,97	4,35	4,71	5,00	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						4,44
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						4,94
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						3,56
1) Mittelwerte „advanced technologies“ 2) Wert von Referenz übernommen						

Tabelle 12-3:
Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (ohne Rückhaltung und Endlagerung von CO₂); alle Kosten in EUR bzw. EUR-Cent (Geldwert 2000)

Referenzkraftwerks NRW (VGB 2004) festgelegt worden. Bei erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken sind die Unterschiede in den Annahmen geringer. IGCC-Kraftwerke auf Steinkohlebasis werden allgemein im Jahr 2020 noch als deutlich teurer eingeschätzt.

Die resultierenden Stromgestehungskosten im Jahr 2020 liegen unter diesen Annahmen für Kohledampfkraftwerke bei 3,51–3,87 ct/kWh_{el} und bei Erdgas-GuD-Kraftwerken bei 3,56–4,44 ct/kWh_{el}. Effiziente moderne „konventionelle“ Kohlekraftwerke sind also bei den angenommenen Kostenrelationen kostengünstiger als Erdgas-GuD-KW. Bei Vergasung der Kohle sind um rund 0,6 ct/kWh_{el} höhere Kosten zu erwarten.

Ein CO₂-Aufschlag von 15 EUR/t in 2020 („DLR 2005+CO₂“) verteuert Kohlestrom um 1 ct/kWh_{el} und Erdgasstrom um 0,5 ct/kWh_{el}, was die Kostenrelationen zwischen beiden Optionen zu diesem Zeitpunkt umkehrt.

Werden die Stromkosten mit den mittleren Brennstoffpreisen während der gesamten Nutzungsdauer berechnet (vgl. dazu Tabelle 12-1, zweitletzte Spalte), so liegen diese bei Kohlestrom um rund 0,3 ct/kWh_{el} über denjenigen des Jahres 2020, bei Erdgasstrom wegen höherer Preissteigerungsraten und der generell höheren Bedeutung der anteiligen Brennstoffpreise um 0,6 bis 1,2 ct/kWh_{el} über denjenigen von 2020.

Tabelle 12-4:
Kenndaten fossiler Kraftwerke
im Jahr 2020 und deren Strom-
kosten auf der Basis gleicher
Eckdaten (mit Rückhaltung,
ohne Transport und Endlagerung
von CO₂); alle Kosten in EUR
bzw. EUR-ct (Geldwert 2000)

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Leistung	MW	330	k.A.	385	k.A.	570
Nutzungsgrad	%	31,0	36,0	33,7	35,4	40,0
Investition	€/kW _{el}	2 385	1 823	1 880	1 470	1 750
Betrieb, Wartung	€/kW _a	129	78,0	79,7	80,0 ²⁾	80,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	8,06	6,29	6,48	5,78	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,95
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						6,13
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,52
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Leistung	MW	365	k.A.	385	360	590
Nutzungsgrad	%	37,0	40,0	42,2	40,3	42,0
Investition	€/kW _{el}	2 022	1 733	2 375	1 720	2 000
Betrieb, Wartung	€/kW _a	72,0	55,0	87,5	85,0 ²⁾	85,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	6,56	5,57	6,95	6,00	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,28
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						6,46
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,88
Erdgas- GuD – Kraftwerk						
Leistung	MW	310	k.A.	440	330	600
Nutzungsgrad	%	43,3	51,0	52,0	50,6	51,0
Investition	€/kW _{el}	1 125	850	890	1 170	900
Betrieb, Wartung	€/kW _a	52,8	35,0	51,7	54,0 ²⁾	54,0
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	7,12	5,77	5,99	6,59	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						6,08
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						6,16
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						5,04
1) Mittelwerte „advanced technologies“ 2) Wert von Referenz übernommen						

In Tabelle 12-4 sind in gleicher Weise die Daten dieser Kraftwerke *mit* Rückhaltung von CO₂ gegenübergestellt. Bei SK-Dampfkraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken handelt es sich um eine CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung, bei SK-IGCC-Kraftwerken um Abtrennung vor der Verbrennung. Die unter Referenz dargestellten Daten sind „beste Schätzungen“ auf der Basis aller berücksichtigten Quellen, den Ausgangskraftwerken entsprechend Tabelle 12-3 und weiterer in vorliegender Untersuchung erarbeiteter Kenntnisse. Alle Angaben gehen dabei von Anlagen aus, die bereits ihre Pilot- bzw. Demonstrationsphase durchlaufen haben und prinzipiell ab dem Jahr 2020 kommerziell verfügbar sind.

Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen in 2020 bei Brennstoffpreisen ohne CO₂-Aufschlag für CO₂-arme SK-Dampfkraftwerke zwischen 5,52 und 5,95 ct/kWh_{el}. CO₂-arme SK-Kraftwerke mit IGCC haben Stromkosten zwischen 5,88 und 6,46 ct/kWh_{el}. Für CO₂-arme Erdgas-GuD-Kraftwerke betragen sie zwischen 5,04 und 6,08 ct/kWh_{el} und liegen somit im Bereich der Kosten von Steinkohlekraftwerken zu diesem Zeitpunkt. Berücksichtigt man CO₂-Aufschläge, so steigen auch die Stromkosten dieser Kraftwerke, wenn auch nur geringfügig, da die verbleibenden CO₂-Emissionen von CCS-Kraftwerken bei rund 15 Prozent der Kraftwerke ohne CCS liegen (Abscheidegrad 88 Prozent). Verdichtung, Transport

		Williams (2002)	IEA (2003)	ECOFYS (2004)	IPCC (2005) ¹⁾	Referenz (2005)
Steinkohle, Dampfkraftwerk						
Nutzungsgrad	%-Punkte	– 11,7	– 8,0	– 8,3	– 10,2	– 9,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	83,5	85,3	85,0	84,4	85,3
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 960	+ 737	+ 795	+ 600	+ 800
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	2,87	2,14	2,09	1,88	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						2,08
• DLR 2005 mit CO ₂ -Aufschlag						1,24
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						2,01
Bandbreite anderer Studien ³⁾						2,1–4,2
Steinkohlekraftwerk, integrierte Kohlevergasung mit GuD (IGCC)						
Nutzungsgrad	%-Punkte	– 6,1	– 6,0	– 4,8	– 9,0	– 8,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	86,0	86,2	86,6	91,1	85,7
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 465	+ 398	+ 690	+ 620	+ 700
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	1,35	1,09	1,77	1,80	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag		(1,37)	(1,42)	(2,56)	(2,10)	1,82 (2,41) ²⁾
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						1,00
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						1,76
Bandbreite anderer Studien ³⁾						1,3–2,7
Erdgas-GuD-Kraftwerk						
Nutzungsgrad	%-Punkte	– 10,3	– 8,0	– 6,0	– 8,6	– 9,0
Vermiedene CO ₂ -Emission/ ursprüngliche Emission	%	85,1	86,1	86,6	94,1	85,9
Investitionsmehrkosten	€/kW _{el}	+ 535	+ 426	+ 410	+ 470	+ 500
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}	2,15	1,42	1,72	1,59	
• DLR 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						1,64
• DLR 2005, mit CO ₂ -Aufschlag						1,22
• EWI 2005, ohne CO ₂ -Aufschlag						1,48
Bandbreite anderer Studien ³⁾						1,1–2,3
1) Mittelwerte „advanced technologies“ 2) bei Bezug auf SK-Dampfkraftwerk ohne CO ₂ -Rückhaltung 3) Werte nach ECOFYS 2004, näherungsweise angepasst an obige Eckdaten, jeweils niedrigster und höchster Wert weggelassen						

Tabelle 12-5:
Differenz der Kenndaten
von Kraftwerken *mit* und
ohne CO₂-Rückhaltung (*ohne*
Transport und Endlagerung
des CO₂), alle Kosten in
EUR bzw. EUR-ct
(Geldwert 2000)

und Endlagerung des CO₂ sind in diesen Kosten noch nicht enthalten.

Die aus der Rückhaltung von CO₂ resultierenden Wirkungsgradverluste und monetären Mehraufwendungen für marktreife CCS-Anlagen im Jahr 2020 sind in Tabelle 12-5 zusammengestellt. Eine Rückhaltung von CO₂ verteuert Strom aus Steinkohle-Dampfkraftwerken im Referenzfall um ca. 2 ct/kWh_{el}. Etwas geringere Mehrkosten (um 1,8 ct/kWh_{el}) treten bei der CO₂-Rückhaltung bei IGCC-Kraftwerken auf infolge der bereits erfolgten Vergasung im Kraftwerk ohne CO₂-Rückhaltung. Bezogen auf das kostengünstigere SK-Dampfkraftwerk steigen die Mehrkosten allerdings zu

diesem Zeitpunkt auf 2,6 ct/kWh_{el} (Klammerwerte in Tabelle 12-5). Am geringsten sind die Mehrkosten bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Werten um 1,6 ct/kWh_{el}. CO₂-Aufschläge von 15 EUR/t, wie sie in der Preisvariante „DLR 2005“ mit CO₂-Aufschlag berücksichtigt sind, reduzieren die Mehrkosten gegenüber Kraftwerken ohne CO₂-Rückhaltung auf rund 1,2 ct/kWh_{el}.

Vergleicht man die obigen Werte mit den in (ECOFYS 2004) aus zehn weiteren Untersuchungen ermittelten Bandbreiten – die dort dargelegten Werte wurden auf die ökonomischen Referenzeckdaten umgerechnet und die jeweils niedrigsten und höchsten Werte nicht berücksichtigt – so liegen die hier dargestellten Re-

Tabelle 12-6:
Vergleich von „marktfähigen“
CCS-Kraftwerken (2020) mit
„ausgereiften“ CCS-Kraft-
werken (2040) und ihrer
Referenzkraftwerke
ohne CCS

		SK-Dampf		SK-IGCC		Erdgas-GuD	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Ohne CO ₂ -Rückhaltung							
Nutzungsgrad	%	49,0	52,0	50,0	54,0	60,0	62,0
Investition	€/kW _{el}	950	900	1 300	1 200	400	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	48,3	45,0	53,0	49,0	34,1	32,0
CO ₂ -Emission, direkt	g/kWh _{el}	673	635	660	611	337	326
Stromkosten (mit Brennstoffkosten 2020, DLR-Szenario)	ct/kWh _{el}	3,87	3,60	4,46	4,12	4,44	4,32
B) Mit CO ₂ -Rückhaltung							
Nutzungsgrad	%	40,0	44,0	42,0	46,0	51,0	55,0
Minderung	%-Punkte	9	8	8	8	9	7
Abscheidegrad	%	88	90	88	92	88	92
Investition	€/kW _{el}	1 750	1 600	2 000	1 800	900	750
Differenz	€/kW _{el}	800	700	700	600	500	350
Betrieb, Wartung	€/kW _a	80,0	74,0	85,0	78,0	54,0	50,0
CO ₂ -Emission, direkt	g/kWh _{el}	99	75	94	57	48	40
Vermiedene Emission/ ursprüngliche Emission	%	85,3	88,2	85,7	90,6	85,9	91,0
Mehreinsatz Brennstoff	%	22,5	18,2	19,0	17,4	17,6	12,7
Stromkosten (mit Brennstoffkosten 2020, DLR-Szenario)	ct/kWh _{el}	5,95	5,43	6,28	5,74	6,08	5,50
Kostendifferenz (CCS – ohne CCS)	ct/kWh _{el}	2,08	1,83	1,82 (2,41)	1,62 (2,14)	1,64	1,18

renzmehrkosten im unteren Bereich der jeweiligen Bandbreiten. In (IPCC 2005) werden Bandbreiten von 1,7–4,2 ct/kWh_{el} für SK-Dampfkraftwerke und 0,8–2,5 ct/kWh_{el} für SK-IGCC und Erdgas-GuD-Kraftwerke genannt. Die Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten der hier gewählten Referenztechnologien stellen also eine repräsentative und belastbare Ausgangsbasis für die sich anschließenden Kostenvergleiche dar.

12.1.3 Stromgestehungskosten bei veränderten Technologieparametern und Brennstoffpreisen

Technologien erfahren stetige Verbesserungen, die sich u.a. auch in Kostensenkungen niederschlagen können. Auch eine verstärkte Markteinführung bewirkt Kostensenkungen. Besonders gut geeignet sind diese aus „Lernkurven“ abgeleiteten Kostensenkungen für große Stückzahlen gleicher oder ähnlicher Energiewandler, wie sie z.B. erneuerbare Energien, aber auch Automobile darstellen. Auch für CCS-Kraftwerke bzw. ihre Komponenten können diese Zusammenhänge angewandt werden (Rubin 2004; Riahi 2004). Die hier benutzten Referenztechnologien für Kraftwerke mit und ohne CCS sind als „marktfähige“ Technologien für den Zeitraum 2020

definiert, haben also die durch F&E und Demonstration erreichbaren Kostensenkungen bereits durchlaufen. Sie erfahren jedoch im Laufe ihrer Marktdurchdringung einen Reifungsprozess, falls sie in größerem Umfang in den Energiemarkt eindringen. Es wird deshalb ein weiterer Status definiert, der mit „ausgereiften“ Anlagen für den Zeitraum um 2040 bezeichnet wird. In diese Eckdaten gehen näherungsweise die o.g. Lerneffekte ein. Sie sind zusammen mit einigen CCS-spezifischen Kennziffern in Tabelle 12-6 zusammengestellt.

Während bei konventionellen Kraftwerken ohne CCS wegen ihres bis 2020 bereits weit entwickelten Status nur noch relativ geringe Veränderungen zu erwarten sein dürften, können die Verbesserungsmöglichkeiten bei CCS-Anlagen höher ausfallen, da sich die CCS-spezifischen Komponenten auch in 2020 noch eher am Anfang ihrer Lernkurve befinden werden. Es wird daher angenommen, dass Nutzungs- und CO₂-Abscheidegrade noch deutlich steigen werden. Auch die Investitionskosten werden sich noch merklich reduzieren. In (Rubin 2004) wurde festgestellt, dass sich die Kosten typischer CCS-Komponenten (Gaswäscher) um 11–13 Prozent reduzieren bei einer Verdopplung der kumulierten Leistung. Nimmt man diese Werte für

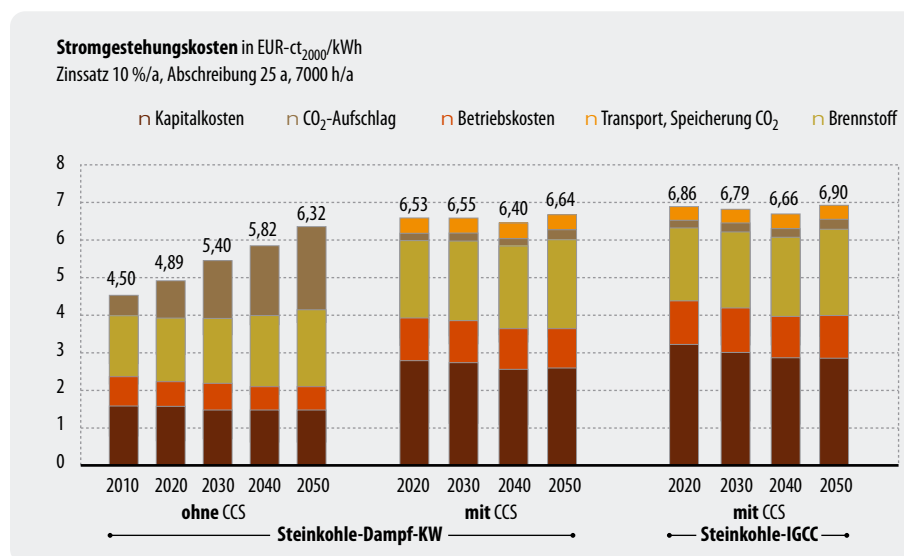


Abbildung 12-3: Stromkosten neuer Kohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO₂-Aufschlägen (Kosten für Transport und Speicherung von CO₂ sind ebenfalls ausgewiesen; Preispfad „DLR 2005“)

alle CCS-Komponenten an und berücksichtigt, dass die durch CCS bedingten Mehrkosten etwa 30–40 Prozent der Gesamtinvestitionskosten von CCS-Kraftwerken ausmachen, so lassen sich daraus Lernraten für komplette CCS-Kraftwerke abschätzen. Technische Verbesserungen und reduzierte Investitionskosten infolge wachsender Marktvolumina wirken sich günstig auf die Stromgestehungskosten aus. Während sich die Stromkosten von Kraftwerken ohne CCS (bei unveränderten Brennstoffkosten) noch um etwa 0,20 bis 0,25 ct/kWh_{el} verringern, sinken die von CCS-Anlagen um 0,50 bis 0,60 ct/kWh_{el}. Entsprechend sinken auch die Kostendifferenzen zwischen Anlagen mit CCS und Anlagen ohne CCS (letzte Zeile in Tabelle 12-6).

Im Gegensatz zu Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien unterliegen fossil gefeuerte Anlagen andererseits den Preisanstiegen begrenzter Energiequellen. Hinzu treten die durch den Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten bedingten Zusatzkosten für Anlagen mit nennenswertem CO₂-Ausstoß. Beide Effekte verringern obige Kostensenkungspotenziale oder verkehren sie ins Gegenteil, wobei gasgefeuerte Kraftwerke wegen ihres hohen Anteils der brennstoffbedingten Kosten sensibler reagieren als Kohlekraftwerke. Ergebnisse dieser wechselseitigen Wirkungen zeigen Abbildung 12-3 und Abbildung 12-4, wobei die Stromkosten jeweils mit den Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ermittelt wurden.

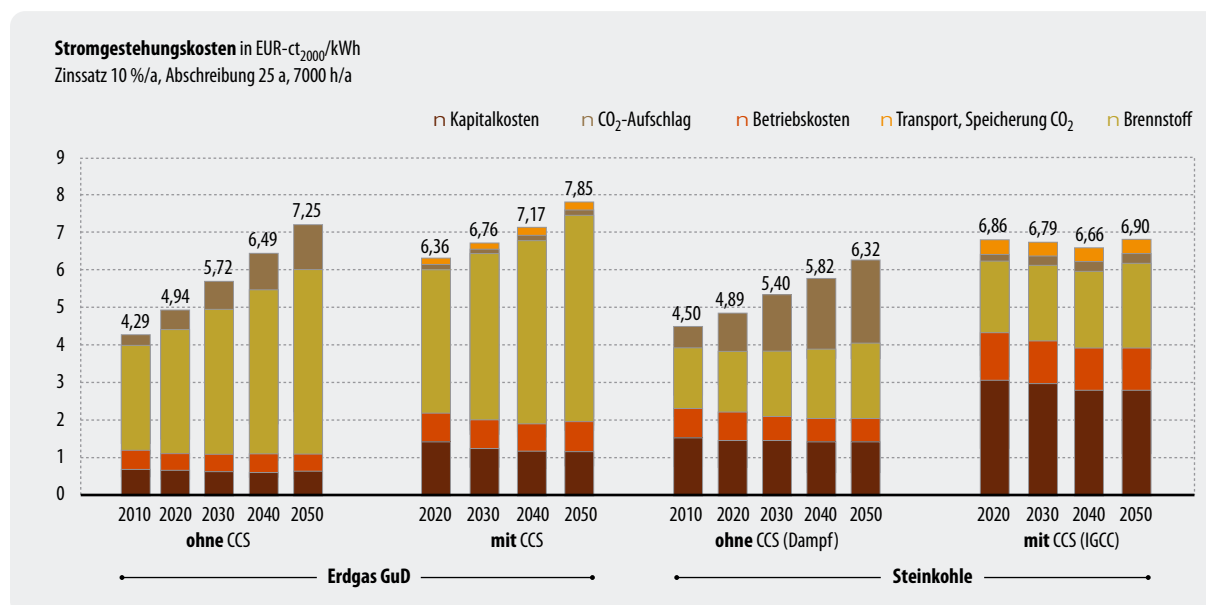
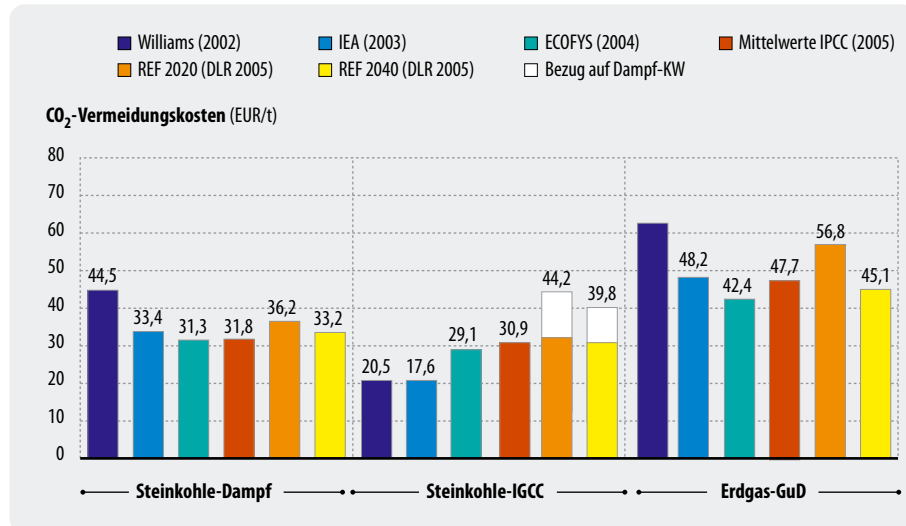


Abbildung 12-4: Stromkosten neuer Erdgas-GuD und Steinkohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO₂-Aufschlägen (CCS-Anlagen einschließlich Kosten für Transport und Speicherung von CO₂; Preispfad „DLR 2005“)

Abbildung 12-5:
CO₂-Vermeidungskosten
von CCS-Kraftwerken (ohne
Transport und Speicherung
von CO₂) für den Status 2020
(Referenz auch Status 2040)
im Vergleich (Preisfad
„DLR 2005“)



Bei Kohlekraftwerken bleiben die Stromgestehungskosten ohne CO₂-Aufschlag mit ca. 4,0 ct/kWh annähernd konstant. Merklich wirkt sich jedoch ein CO₂-Aufschlag aus, der in 2020 (15 EUR/t) die Stromkosten um 1,0 ct/kWh und in 2050 (35 EUR/t) um 2,2 ct/kWh auf dann 6,3 ct/kWh steigert. CCS-Kraftwerke wären – allerdings ohne Berücksichtigung der Kosten für Transport und Einlagerung des CO₂ (siehe unten) – ab etwa 2040 mit rund 6 ct/kWh konkurrenzfähig. Steigende Brennstoffpreise werden bis zu diesem Zeitpunkt durch sinkende Kapital- und Betriebskosten aufgefangen. Da auch die Mehrkosten infolge steigender CO₂-Aufschläge gering sind, wären Kohlekraftwerke mit CCS also von eventuell weiter steigenden Klimaschutzauflagen weitgehend entkoppelt, siehe Abbildung 12-3.

Bei Gaskraftwerken bewirken dagegen Brennstoffpreiserhöhungen nach Tabelle 12-1 („DLR 2005“-Preisfad) deutliche Stromkostenanstiege, die durch CO₂-Aufschläge noch verstärkt werden (Abbildung 12-4). Ab 2030 sind bei den vorliegenden Preisszenarien damit Erdgas-GuD Kraftwerke deutlich teurer als Steinkohlekraftwerke. Gasgefeuerte CCS-Anlagen können im Gegensatz zu CCS-Kohlekraftwerken den Brennstoffpreisanstieg nur geringfügig kompensieren. Bei weiterem Anstieg der Erdgaspreise ist also auch bei CCS-Kraftwerken mit einem stetigen Anstieg der Stromgestehungskosten zu rechnen.

Obige Stromkosten wurden mit den Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme berechnet. Für einen korrekten Vergleich mit nicht oder nur wenig brennstoffabhängigen Technologien, eben den erneuerbaren Energien, sind daher Stromgestehungskosten von Bedeutung, die mit mittleren Brennstoffkosten und mittleren CO₂-Aufschlägen über die gesamte Nutzungsdauer ermittelt wurden. Für Kohlekraftwerke, die zwischen 2020 und 2050 in Betrieb sind, fallen diese Kostendifferenzen mit 0,3 bis 0,5 ct/kWh eher gering aus, bei Erdgas-Kraftwerken sind sie mit 0,6–1,2 ct/kWh deutlich höher.

Abschließend sind in Abbildung 12-5 die CO₂-Vermeidungskosten der hier betrachteten CCS-Kraftwerke für Brennstoffkosten im Jahr 2020 (ohne Transport und Speicherung) zusammengestellt. Sie illustrieren, bei welchen CO₂-Aufschlägen diese Anlagen wirtschaftlich im Vergleich zu den jeweiligen Referenzkraftwerken ohne CCS betrieben werden können. Für SK-Dampfkraftwerke liegen die Werte um 32–36 EUR/t CO₂, für IGCC etwas niedriger und bei Erdgas-GuD-Kraftwerken bei rund 50 EUR/t CO₂. Für den Technikstatus 2040 sind die Vermeidungskosten rund 10 Prozent niedriger. Bezieht man Kohlekraftwerke mit CCS generell auf das kostengünstigere Dampf-Referenzkraftwerk, so steigen die Vermeidungskosten für IGCC-Anlagen auf rund 40 EUR/t CO₂. Bezieht man die Kohlekraftwerke auf das Erdgasreferenzkraftwerk, steigen die CO₂-Vermeidungskosten wegen der dann wesentlich geringeren Menge an vermiedenem CO₂ auf etwa das Dreifache. Jede Angabe von CO₂-Vermeidungskosten muss also auch den Hinweis auf das jeweilige Referenzkraftwerk beinhalten.

12.1.4 Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von CO₂

Zu den Aufwendungen für die Rückhaltung des CO₂ müssen noch diejenigen für Verdichtung, Transport und Endlagerung hinzugerechnet werden, um Kostenvergleiche mit anderen CO₂-armen bzw. -freien Technologien anstellen zu können. Für die für Deutschland typischen Transportentfernungen um 200 km können diese zusätzlichen Kosten nach derzeitigem Kenntnisstand auf 0,20 ct/kWh_{el} für gasgefeuerte und auf 0,40 ct/kWh_{el} für kohlegefeuerte Kraftwerke angesetzt werden. Es wird angenommen, dass sie sich im Laufe der Zeit ebenfalls noch um rund 10 % verringern werden.

Die entsprechenden Gesamtkosten für die CCS-Kraftwerke und die gegenüber den jeweiligen Referenzkraftwerken resultierenden Mehrkosten sind in Tabelle 12-7 für drei Szenarien der Brennstoffpreise ausgewiesen.

mit CO ₂ -Rückhaltung; mit Transport + Lagerung	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
• Erdgas-KW, GuD			5,24	5,27	5,46	6,00
• Steinkohle-KW, Dampf			5,92	5,74	5,62	5,83
• Steinkohle-IGCC			6,28	6,07	5,92	6,12
Preise DLR 2005						
• Erdgas-KW, GuD			6,28	6,68	7,06	7,71
• Steinkohle-KW, Dampf			6,35	6,32	6,17	6,37
• Steinkohle-IGCC			6,68	6,57	6,44	6,64
Preise DLR 2005 + CO₂						
• Erdgas-KW, GuD			6,36	6,77	7,17	7,84
• Steinkohle-KW, Dampf			6,53	6,55	6,39	6,64
• Steinkohle-IGCC			6,86	6,79	6,66	6,90
Mehrkosten der CO ₂ -Rückhaltung (mit Transport und Lagerung)	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
• Erdgas-KW, GuD			1,68	1,51	1,36	1,42
• Steinkohle-KW, Dampf			2,41	2,26	2,17	2,21
• Steinkohle-IGCC			2,16	2,05	2,00	2,03
Preise DLR 2005						
• Erdgas-KW, GuD			1,84	1,71	1,54	1,61
• Steinkohle-KW, Dampf			2,48	2,41	2,26	2,28
• Steinkohle-IGCC			2,22	2,13	2,07	2,10
Preise DLR 2005 + CO₂						
• Erdgas-KW, GuD			1,42	1,05	0,68	0,59
• Steinkohle-KW, Dampf			1,64	1,15	0,57	0,32
• Steinkohle-IGCC			1,40	0,991	0,44	0,20

Tabelle 12-7:
Stromgestehungskosten
(EUR-ct₂₀₀₀/kWh_{el}) von
neuen CCS-Kraftwerken *ein-
schließlich* Transport und
Speicherung zum Zeitpunkt
der Inbetriebnahme für drei
Preisszenarien und resultie-
rende Mehrkosten gegenüber
dem gleichen Kraftwerkstyp
ohne CO₂-Rückhaltung

mit CO ₂ -Rückhaltung; mit Transport + Lagerung	Zeitpunkt Inbetriebnahme					
	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Preise EWI 2005						
• Erdgas-KW, GuD			58,2	51,5	45,8	47,8
• Steinkohle-KW, Dampf			42,0	39,8	38,8	39,5
• Steinkohle-IGCC			38,2	36,6	36,1	36,6
• Steinkohle-IGCC (bezogen auf Steinkohle-Dampf)			47,8	44,8	42,8	43,3
Preise DLR 2005						
• Erdgas-KW, GuD			63,7	58,3	51,9	54,2
• Steinkohle-KW, Dampf			43,2	42,5	40,4	40,7
• Steinkohle-IGCC			39,2	38,1	37,4	37,9
• Steinkohle-IGCC (bezogen auf Steinkohle-Dampf)			48,5	46,0	43,8	44,1
Preise DLR 2005 + CO₂						
CO₂-Aufschlag (EUR/t)						
		7,5	15,0	22,5	30,0	35,0
• Erdgas-KW, GuD		„restliche“	49,2	35,8	22,9	19,9
• Steinkohle-KW, Dampf		Vermeidungskosten	28,5	20,3	10,2	5,7
• Steinkohle-IGCC			24,7	16,3	7,9	3,6
• Steinkohle-IGCC (bezogen auf Steinkohle-Dampf)			34,0	24,0	14,5	10,0

Tabelle 12-8:
CO₂-Vermeidungskosten von
CCS-Kraftwerken (*einschließ-
lich* Transport und Speiche-
rung) in EUR₂₀₀₀/t CO₂ für
verschiedene Brennstoff-
preisszenarien und Inbetrieb-
nahmezeitpunkte

Tabelle 12-9: Verlauf der Stromkosten jeweiliger EE-Neuanlagen entsprechend des Szenarios NaturschutzPlus-neu (BMU 2005) mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten (Zinssatz 10 Prozent, Nutzungsdauer 20–25 Jahre)

Stromkosten erneuerbarer Energien (ct/kWh); Annuität 0,11 – 0,126 (10 % Zins, 20–25 Jahre) entsprechend Szenario Natplus-neu (BMU 2005, Neuanlagen)										
Neuanlagen:	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wind – Offshore		10,10	6,50	5,00	4,85	4,70	4,60	4,50	4,40	4,30
Windenergie (Mix)	10,80	10,00	7,10	6,10	5,95	5,80	5,40	5,00	5,05	5,10
Wasserkraft (Mix)	5,50	6,10	6,60	7,10	7,10	7,10	7,25	7,40	7,50	7,70
Geothermie	42,00	22,00	15,40	10,20	9,60	9,20	8,80	8,40	7,90	7,50
Solarthermische Kraftwerke (Grenze)			14,00	9,00	8,40	7,60	7,20	6,70	6,50	6,30
Photovoltaik (Mix)	72,30	46,20	27,10	19,30	17,60	15,80	13,50	14,40	14,00	13,70
feste Biomasse	10,90	12,50	14,00	12,00	11,20	10,40	9,70	9,00	8,30	7,70
Biogase	11,90	10,90	9,70	8,10	7,80	7,50	7,20	6,90	6,65	6,40
typischer Mix	13,80	12,30	10,10	8,10	7,50	7,00	6,60	6,20	6,15	6,10

CO₂-armer Strom aus Gaskraftwerken kostet demnach in 2020 zwischen 5,2 und 6,4 ct/kWh und im Jahr 2040 zwischen 5,5 und 7,2 ct/kWh. Für CO₂-armen Strom aus Kohlekraftwerken ergeben sich in 2020 Kosten zwischen 5,9 und 6,9 ct/kWh und im Jahr 2040 zwischen 5,6 und 6,7 ct/kWh. Damit sind gasgefeuerte CCS-Kraftwerke in 2020 und bei niedrigen Brennstoffpreissteigerungen („EWI 2005“) auch noch in 2040 kostengünstiger als kohlegefeuerte Kraftwerke. Bei höheren Preissteigerungen („DLR 2005“) werden jedoch die kohlegefeuerten CCS-Kraftwerke nach 2020 kostengünstiger. Die resultierenden Mehrkosten der CO₂-Rückhaltung gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CCS sind weniger stark von den Preisszenarien abhängig. Sie liegen im Jahr 2020 zwischen 1,7 und 2,5 ct/kWh und sinken bis 2040 auf Werte zwischen 1,4 und 2,3 ct/kWh.

In der Preisvariante „DLR 2005 + CO₂“ verteuern sich die Stromkosten von CCS-Kraftwerken nur geringfügig im Gegensatz zu denjenigen ohne Rückhaltung von CO₂. Die verbleibenden Mehrkosten von 0,2–0,6 ct/kWh in 2050 zeigen, dass CCS-Kraftwerke bei den dann unterstellten CO₂-Aufschlägen von 35 EUR/t schon nahezu mit konventionellen Kraftwerken konkurrenzfähig sind. Die vollständigen CO₂-Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken einschließlich der Aufwendungen für Transport und Speicherung des CO₂ können Tabelle 12-8 entnommen werden. Gegenüber denjenigen ohne diese Aufwendungen (vgl. Abbildung 12-5) sind sie um 10–13 EUR/t höher und liegen in 2020 um 40–45 EUR/t für Kohlekraftwerke und um 60 EUR/t für Erdgas-GuD-Kraftwerke.

Die aktuellen Werte aus (IPCC 2005a) erlauben eine Einordnung dieser Ergebnisse. Dort sind im Falle der geologischen Speicherung von CO₂ für die CO₂-Vermeidungskosten folgende Werte angegeben (Tabelle S4; Bezug auf das Referenzkraftwerk gleichen Typs): SK-Dampf-Kraftwerk zwischen 31 und 73 EUR₂₀₀₀/t CO₂;

SK-IGCC zwischen 21 und 73 EUR₂₀₀₀/t CO₂ und Erdgas-GuD zwischen 41 und 94 EUR₂₀₀₀/t CO₂. Die in dieser Untersuchung ermittelten Kosten liegen also nahe an den Mittelwerten der IPCC-Untersuchungen, was die Eignung der hier definierten CCS-Kraftwerke als Referenzanlagen bestätigt.

12.1.5 Kostenvergleich mit Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Auf der Basis der oben ermittelten Kosten kann ein Vergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien (EE) durchgeführt werden. Deren zukünftige Stromkosten sind in Tabelle 12-9 (BMU 2005) dargestellt (Zinssatz 10 Prozent/a). Der sich einstellende Kostenverlauf eines repräsentativen Mixes an EE-Neuanlagen im Szenario „NaturschutzPlus – neu“ ergibt im Jahr 2020 ausgehend vom heutigen Mittelwert von 13,8 ct/kWh Kosten von 8,1 ct/kWh mit Kostenbandbreiten zwischen 5,0 ct/kWh (Wind-Offshore) und 19,3 ct/kWh (Photovoltaik). Im Gegensatz zu fossil befeuerten Anlagen, die Brennstoffpreissteigerungen unterliegen, kann bei EE-Anlagen über die gesamte Nutzungsdauer von konstanten Kosten ausgegangen werden. Bis 2050 sinken die Stromkosten von Neuanlagen auf rund 6,1 ct/kWh (bei einem Zinssatz von 6 Prozent/a, wie er in (BMU 2005) zugrunde gelegt wurde, liegen die Kosten bei 5,2 ct/kWh).³

Die dem Kostenverlauf zugrunde gelegten Lernkurven sind in (BMU 2005) dokumentiert. Die so ermittelte Kostenentwicklung geht von einer über den gesamten

3 Der Zinssatz ist ein wichtiger Parameter beim Wirtschaftlichkeitsvergleich. Da die Kosten solarer Technologien fast ausschließlich aus Investitionskosten resultieren, reagieren sie sensibler auf Veränderung der Zinssätze als brennstoffversorgte Technologien.

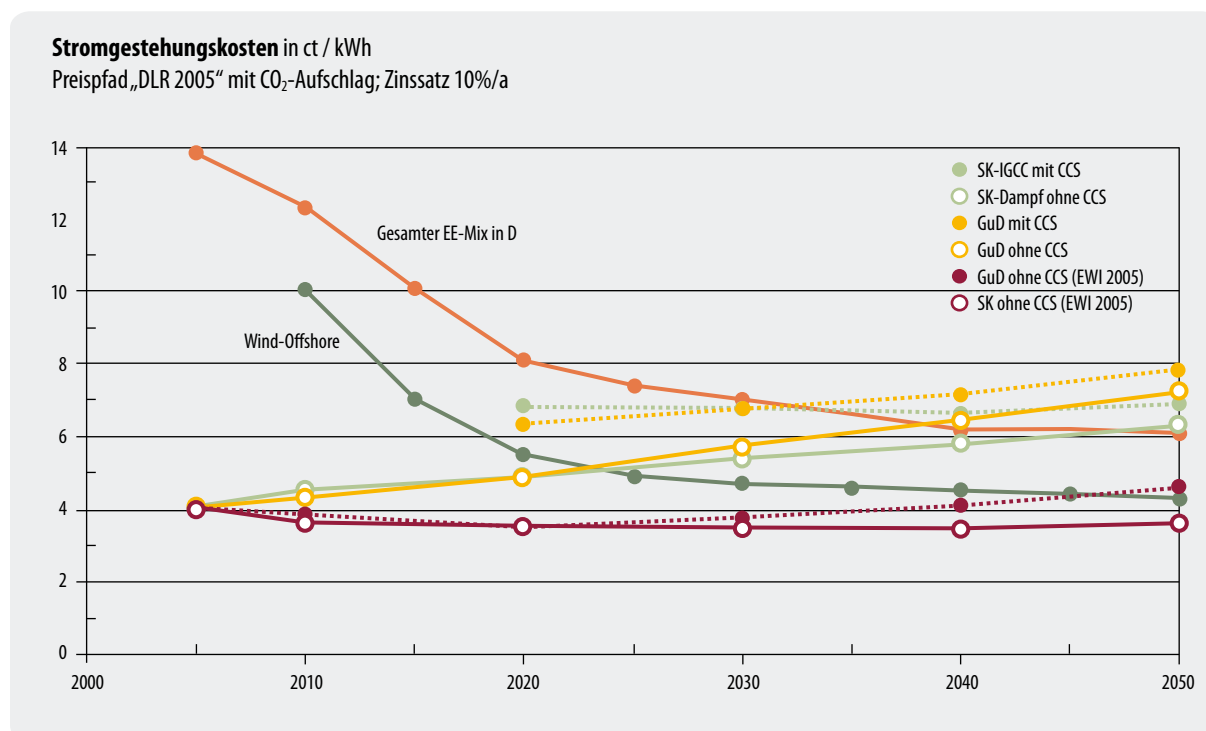


Abbildung 12-6: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke und CCS-Kraftwerken. Brennstoffpreise nach „DLR 2005+CO₂-Aufschlag“ und für konventionelle Kraftwerke zum Vergleich nach „EWI 2005“

Zeitraum aufrechtzuerhaltenden Zubauproduktion entsprechend des Szenarios „NaturschutzPlus-neu“ aus. In diesem Szenario für Deutschland beträgt der Beitrag der EE zur Stromversorgung im Jahr 2050 rund 64 Prozent, der dazu erforderliche Zubau an Anlagenleistung sichert die zum Lernerfolg erforderlichen Marktvolumina. Allerdings wird auch unterstellt, dass die dort für Deutschland dargestellte Wachstumsdynamik der EE sich in absehbarer Zeit auf zumindest europäische, besser noch auf globale Märkte überträgt.

Anhand der Abbildung 12-6 können die ökonomischen Perspektiven der beiden Optionen EE und CCS an einem repräsentativen Fall, nämlich der Energieversorgung Deutschlands, diskutiert werden. Am Verlauf der Stromgestehungskosten von fossil gefeuerten Kraftwerken ohne CCS gemäß dem Preisszenario „EWI 2005“ (gestrichelte Linien) zeigt sich generell die Notwendigkeit wirksamer Klimaschutzinstrumente.

Bleibt deren Wirkung aus und verharren zugleich die Brennstoffpreise auf einem niedrigen Niveau, wie dies mit dem Preisfad „EWI 2005“ unterstellt ist, so würde auf lange Sicht keine der beiden Optionen wirtschaftlich werden. Weitere technologische Verbesserungen bei konventionellen Kraftwerken kompensieren diese eher geringen Strompreisanstiege weitgehend. Stärkere Preisanstiege entsprechend des Preisfad „DLR 2005“, insbesondere aber eine stetige Preisentwicklung bei CO₂-Emissionszertifikaten (hier bis 35 EUR/t CO₂ in 2050) verteuern die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke bis 2030 um 50 Prozent und bis 2050

um rund 65 Prozent auf dann 6,5 bis 7,0 ct/kWh. Damit erreichen sie ein Kostenniveau, das demjenigen wirksamer Optionen des Klimaschutzes gleichkommt. Der Preisanstieg, der sich nach 2050 natürlich weiter fortsetzen dürfte, erfolgt für Steinkohle- und Ergaskraftwerke relativ gleichartig. Während für erstere vor allem der stetig steigende CO₂-Aufschlag maßgebend ist, wirkt sich bei Gaskraftwerken insbesondere der Anstieg des Erdgaspreises aus.

Eine wirksame Reduktion von CO₂-Emissionen bei fossil gefeuerten Kraftwerken verlangt bzw. bewirkt ein Niveau der Stromgestehungskosten frei Kraftwerk zwischen 7 und 8 ct/kWh, wenn, wie hier angenommen, bis 2020 marktfähige CCS-Kraftwerke einsatzbereit sind und diese sich über die nächsten Jahrzehnte weiter entwickeln. Längerfristig sind dann insbesondere Kohlekraftwerke ökonomisch interessant. Erneuerbare Energien, die heute noch mittlere Stromgestehungskosten um 12 bis 13 ct/kWh (bei Zinssätzen von 10 Prozent/a) haben, können bis 2020 ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen, wenn ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher erfolgt. Seit etwa 1990 folgte ihre Kostenreduktion Lernkurven, deren Lernraten zwischen 15 und 20 Prozent lagen. Diese werden sich im Laufe der Zeit verringern, werden aber dennoch ausreichen, ihr Kostenniveau bei breiter Markteinführung gemäß den Szenarien NaturschutzPlus nach (BMU 2004) auf Werte um 6 ct/kWh zu senken. Bleibt, wie in dieser Szenarienkonstellation unterstellt, die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, so können sie bereits

zum Zeitpunkt der Inbetriebnahmen von CCS-Kraftwerken mit diesen konkurrieren und werden danach ihren Wettbewerbsvorsprung sogar weiter vergrößern. Bei sehr geringen Brennstoffpreissteigerungen stellt sich die Situation für CCS-Anlagen etwas günstiger dar (vgl. die um etwa 0,5 ct/kWh günstigeren Stromgestehungskosten von CCS-Anlagen entsprechen Preisszenario „EWI 2005“ in Tabelle 12-7). Für eine frühe Konkurrenzfähigkeit müssen dann aber bereits im Jahr 2020 merklich höhere CO₂-Zertifikatspreise, nämlich mindestens 40–50 EUR/t wirksam sein.

Die obigen Berechnungen basieren auf einem Zinssatz von 10 Prozent/a. Berechnet man alle Daten mit einem Zinssatz von 6 Prozent/a, so schneiden die kapitalintensiveren EE-Technologien noch günstiger ab. Die Kostenschnittpunkte von EE- und CCS-Kraftwerken liegen dann bereits in 2025 (gesamter Mix EE). Wind-Offshore-Anlagen wären bereits im Jahr 2020 deutlich kostengünstiger als CCS-Kraftwerke.

12.2 Kosten der Wasserstoffbereitstellung aus fossilen Quellen mit Rückhaltung von CO₂

12.2.1 Wasserstoffherstellung mit CO₂-Abtrennung

Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 12.1.1 werden hier Kostenvergleiche für die Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgas (Dampfreformierung) und Steinkohle (Kohlevergasung) mit identischen ökonomischen Eckdaten und einheitlichen Brennstoffpreisen durchgeführt. Die entsprechenden Ausgangsdaten sind in Tabelle 12-10 zusammengestellt. Wie beim Strom wird hier ebenfalls auf Daten aus (IEA 2003) und (Williams 2002) zurückgegriffen. Zusätzlich wurden Angaben von NREL (Padro und Putsche 1999) und der ETH Zürich (Fahrni 2002) ausgewertet. Die DLR-Referenzdaten stammen vorwiegend aus dem EU-Forschungsvorhaben CASCADE MINTS (Krewitt und Schmid 2004), in dem das DLR u.a. die Technologiedatenbasis für Wasserstoff-Produktionstechnologien erarbeitet hat. Die Eckdaten sind identisch mit denjenigen für die Stromerzeugung (vgl. auch Tabelle 12-11 hinsichtlich der Brennstoffpreise). Mit 8 000 h/a wurde jedoch die Referenz-Ausnutzungsdauer höher als für die Stromerzeugung angesetzt. Alle wasserstoffbezogenen Angaben sind auf den oberen Heizwert (HHV⁴) bezogen. Bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff sind die Nutzungsgrade um den Faktor 1,18 niedriger, die Investitions- und Gestehungskosten von Wasserstoff entsprechend um diesen Faktor höher.

In Tabelle 12-11 sind die verfügbaren Kenndaten für Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus Erdgas (Dampf-

Tabelle 12-10: Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	Referenz ²⁾ DLR (2004)
Zinssatz	%/a	10	12	10	10
Abschreibungs- dauer	a	30	15	20	25
Annuität	%/a	10,6	15,0	11,8	11,0
Ausnutzungs- dauer	h/a	8 200	7 000	7 900	8 000
Ungefäher Einfluss auf die Stromgeste- hungskosten		0,95	1,15	1,04	1,00
Brennstoffpreise					
Erdgas	€/GJ	3,20	3,93	3,00	4,04 – 5,73 *)
Steinkohle	€/GJ	1,60	1,24	2,00	1,82 – 2,32 *)

*) Bandbreite Energiepreispfade im Jahr 2020 (ohne CO₂-Aufschlag)
1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Quelle: Krewitt und Schmid (2004)

reformierung), Steinkohle (Kohlevergasung) und Strom (Elektrolyse) *ohne* CO₂-Rückhaltung mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 zusammengestellt. Dabei handelt es sich um Großanlagen mit mehreren 100 MW Wasserstoffproduktionsleistung. Lediglich die nachrichtlich hinzu gefügten Angaben aus (Fahrni 2002) beziehen sich auf den heutigen Status.

Für die bereits heute in großem Umfang genutzte *Dampfreformierung von Erdgas* sind die Daten vergleichsweise einheitlich. Demnach ist Wasserstoff bei Erdgaskosten von 5,7 EUR/GJ (2020, Preispfad „DLR 2005“) zu Kosten um 8,5 EUR/GJ bereitstellbar. Heutige Gestehungskosten liegen bei 6,5 EUR/GJ (Gaspreis 4,3 EUR/GJ). Bei der *Kohlevergasung* sind die Daten uneinheitlicher. Den sehr günstigen Angaben von (Williams 2002) und (IEA 2003) (hier nur Anlagen mit CO₂-Rückhaltung) stehen deutlich höhere Angaben in (Padro und Putsche 1999) und (Fahrni 2002) gegenüber. Das bezieht sich sowohl auf die Investitions- als auch auf die Betriebskosten, wobei diese aus (Fahrni 2002) nur indirekt entnommen werden können. Die aus (Krewitt und Schmid 2004) entnommene Referenz liegt etwa in der Mitte dieser Angaben und kann daher aus derzeitiger Sicht als relativ repräsentativ angenommen werden. Wasserstoff aus Steinkohle ist damit im Jahr 2020 für ca. 9,5 EUR/GJ bereitstellbar (Kohlepreis = 2,3 EUR/GJ; Preispfad „DLR 2005“); mit heutigen Kohlepreisen (1,8 EUR/GJ) würden sich die Gestehungskosten auf 8,5 EUR/GJ belaufen. Für Wasserstoff aus Steinkohle ist wegen der höheren Kapitalaufwendungen die Abhängigkeit vom Brennstoffpreis deutlich geringer als für Wasserstoff aus Erdgas.

4 LHV = low heating value (unterer Heizwert, H_u = 3,00 kWh/Nm³); HHV = high heating value (oberer Heizwert, H_o = 3,55 kWh/Nm³)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	ETH Zürich ²⁾ (2002) ^{***)}	Referenz ³⁾ DLR (2004)
Erdgas-Dampfpreformierung						
Leistung	MW _{H₂}		810	960	1 100	350
Nutzungsgrad	%		81	87 ^{*)}	90	87
Investition	€/kW _{H₂}		251	377		325
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5	5		5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ					
• EWI 2005			6,45	6,76	5,3–6,5	6,47
• DLR 2005			8,47	8,68		8,39
• DLR 2005 + CO ₂						9,13
Kohlevergasung						
Leistung	MW _{H₂}		560	600	1 100	560
Nutzungsgrad	%		70,3	70 ^{*)}	68–74	70
Investition	€/kW _{H₂}		620	897		755
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5 ^{**)}	7 ^{**)}		7 ^{**)}
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ					
• EWI 2005			7,09	9,27	13,2–16,3	8,38
• DLR 2005			8,16	10,34		9,45
• DLR 2005 + CO ₂						12,15
Elektrolyse						
Leistung	MW _{H₂}	k.A.	500		> 100	500
Nutzungsgrad	%	85	80		76 – 88	91
Investition	€/kW _{H₂} €/kW _{el}	420 355	425 340			396 360
Betrieb, Wartung	% Inv./a	3	3			2
H ₂ -Kosten 2020 bei Stromkosten 4 ct/kWh	€/GJ	15,10	15,97		14 – 16,5	14,01
^{*)} von Referenz DLR übernommen ^{**)} zusätzlich noch variable Betriebskosten ^{***)} Angaben für heutige Technologie; Umrechnung auf DLR-Eckdaten nur näherungsweise möglich 1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Quelle: Fahrni (2002) 3) Quelle: Krewitt und Schmid (2004)						

Tabelle 12-11:
Eckdaten für die Wasserstoff-
erzeugung

Die Bezugstechnologie für die *Elektrolyse* ist die alkalische Mittel- bzw. Hochdruckelektrolyse in einer für das Jahr 2020 bereitstellbaren Form. Während die Kostenangaben der benutzten Quellen kaum Unterschiede aufweisen, gibt es beim möglichen Nutzungsgrad noch deutliche Einschätzungsunterschiede. Da aber bereits heutige Elektrolyseure Nutzungsgrade von 65–70 Prozent (LHV) bzw. 77–84 Prozent (HHV) aufweisen (vgl. Fahrni 2002), wurde für die Referenztechnologie ein zukünftiger Nutzungsgrad von 77 Prozent (LHV) bzw. 91 Prozent (HHV) entsprechend (Krewitt und Schmid 2004) angesetzt. Bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} sind damit bei einer Ausnutzungsdauer von 8 000 h/a (z.B. mit Strom aus Wasserkraft) Wasserstoffkosten von 14 EUR/GJ (bzw. 5,04 ct/kWh_{th}) erreichbar.

In Tabelle 12-12 sind in gleicher Weise die Daten für die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas und Kohle *mit Rückhaltung* von CO₂ gegenübergestellt. Alle Daten unterstellen ebenfalls wie im Falle der Stromerzeugung im Jahr 2020 einsetzbare Großanlagen, die bereits einen gewissen Lernprozess durchlaufen haben. Pilotanlagen, deren Kosten höher lägen, müssen demnach bereits um 2010 zur Verfügung stehen, um die entsprechenden Erfahrungen zeitgerecht umsetzen zu können. Die Wasserstoffkosten aus einer CO₂-armen Erzeugung können demnach in 2020 bei der Erdgasreformierung zwischen 7 und 8 EUR/GJ liegen bei einem Erdgaspreis von 4,1 EUR/GJ („EWI 2005“) und zwischen 9 und 11 EUR/GJ bei einem Erdgaspreis von 5,7 EUR/GJ („DLR 2005“). Da fixe und variable Betriebskosten sehr unterschiedlich eingeschätzt werden, unterschei-

Tabelle 12-12:
Kenndaten von Wasserstoff-
erzeugungsanlagen auf
fossiler Basis im Jahr 2020
und deren Gestehungskosten
auf der Basis der DLR-
Eckdaten (mit Rückhaltung
von CO₂, ohne Transport und
Endlagerung); Bezugswert ist
der obere Heizwert (HHV =
3,55 kWh/Nm³)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	Referenz ²⁾ DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Leistung	MW _{H₂}	k.A.	780	k.A.	335
Nutzungsgrad	%	79	78	k.A.	80
Investition	€/kW _{H₂}	260	460	660	540
Betrieb, Wartung	% Inv./a	2,5 ^{*)}	5	5	5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
• EWI 2005		6,36	7,76	8,81	8,08
• DLR 2005		8,47	9,90	10,92	10,16
Kohlevergasung					
Leistung	MW _{H₂}	k.A.	540	k.A.	520
Nutzungsgrad	%	75	67,7	k.A.	65
Investition	€/kW _{H₂}	880	770	1 220	965
Betrieb, Wartung	% Inv./a	5 ^{*)}	5	6 ^{*)}	6^{*)}
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
• EWI 2005		8,59	7,20	13,47	9,92
• DLR 2005		9,45	7,78	14,34	10,63
1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Quelle: Krewitt und Schmidt (2004)					

det sich auch die Abhängigkeit der Wasserstoffkosten vom Erdgaspreis in den einzelnen Quellen. Für CO₂-armen Wasserstoff aus Kohle ist die Einschätzungsbandbreite mit 8–11 EUR/GJ (Kohlepreis 1,8 EUR/GJ; „EWI 2005“) bzw. 9–12 EUR/GJ (Kohlepreis 2,3 EUR/GJ; „DLR 2005“) relativ groß. Die gewählte Referenz nach (Krewitt und Schmid 2004) liegt auch hier etwa in der Mitte dieser Bandbreite.

Insgesamt ist die Bandbreite der resultierenden Kosten deutlich größer als für konventionelle Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung. Während (IEA 2003) und (Williams 2002) von relativ günstigen Verhältnissen für zukünftige Anlagen ausgehen, stuft NREL die Kosten deutlich höher ein. Dies ist auch aus den Mehrkosten entsprechend ersichtlich. Die weitgehende Rückhaltung von CO₂ verteuert Wasserstoff um rund 1,5 bis 2 EUR/

Tabelle 12-13:
Differenz der Kenndaten
von Wasserstoffherstellungs-
anlagen mit und ohne
CO₂-Rückhaltung (ohne
Transport und Endlagerung
des CO₂)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL ¹⁾ (1999)	Referenz ²⁾ DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Nutzungsgrad	%		– 3,0	(–7,0)	– 7,0
Investition	€/kW _{H₂}		+ 210	+ 283	+ 215
H ₂ -Kosten 2020 • EWI 2005 • DLR 2005 • DLR 2005 + CO ₂	€/GJ	Keine Angaben zu Anlagen ohne CO ₂ - Abtrennung	+ 1,31 + 1,43	+ 2,05 + 2,24	+ 1,61 + 1,76 + 1,03
Kohlevergasung					
Nutzungsgrad	%		– 2,6	(– 5,0)	– 5,0
Investition	€/kW _{H₂}		+ 150	+ 323	+ 210
H ₂ -Kosten 2020 • EWI 2005 • DLR 2005 • DLR 2005 + CO ₂	€/GJ	Keine Angaben zu Anlagen ohne CO ₂ - Abtrennung	+ 0,94 + 0,96	+ 1,80 + 1,85	+ 1,51 + 1,57 – 1,13
1) Quelle: Padro und Putsche (1999) 2) Krewitt und Schmid (2004)					

Tabelle 12-14: Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen *ohne* CO₂-Rückhaltung

Ohne CO ₂ -Rückhaltung	2005	2020	2030	2040	2050
	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
EWI 2005					
Erdgas-Dampfreformierung	6,5	6,47	6,92	7,72	8,68
Kohlevergasung	8,5	8,38	8,61	9,06	9,28
DLR 2005					
Erdgas-Dampfreformierung	6,5	8,39	9,48	10,63	11,87
Kohlevergasung	8,5	9,45	9,79	10,24	10,80
DLR 2005 + CO₂					
Erdgas-Dampfreformierung	6,5	9,13	10,76	12,71	14,21
Kohlevergasung	8,5	12,15	13,95	15,75	17,21

GJ, also um etwa 20 bis 25 Prozent gegenüber Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung, wobei zwischen Anlagen auf Gasbasis und Kohlebasis keine grundsätzlichen Unterschiede bestehen. Wird gegen Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung beim Preispfad „DLR 2005 + CO₂“ verglichen (also zukünftige CO₂-Aufschläge berücksichtigt), so sind im Fall der Erdgasreformierung Anlagen ohne Rückhaltung immer noch kostengünstiger (Zeile „DLR 2005 + CO₂“ in Tabelle 12-13). Wasserstoff aus der Kohlevergasung wäre in diesem Fall mit CO₂-Rückhaltung kostengünstiger, da der CO₂-Aufschlag sich bei der konventionellen Anlage hier wesentlich stärker

bemerkbar macht (dabei wurden die sich auch bei CCS-Wasserstoff ergebenden Mehrkosten aus CO₂-Preisen infolge der noch vorhandenen Restemissionen an CO₂ vernachlässigt).

Für die längerfristige Perspektive muss wie bei der Stromerzeugung auch hier der Preisanstieg der fossilen Brennstoffe berücksichtigt werden (Tabelle 12-14 und Abbildung 12-7 ohne CO₂-Rückhaltung). Anlagen auf Erdgasbasis sind derzeit und in mittlerer Zukunft kostengünstiger als Anlagen auf Kohlebasis. Für die Dampfreformierung ist jedoch die deutliche Abhängigkeit von steigenden Erdgaspreisen erkennbar, insbesondere wenn der Preispfad „DLR 2005“ als die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung zu Grunde gelegt wird. Nur wenn fossile Brennstoffe mit den Kosten ihrer CO₂-Emissionen belastet werden (Preispfad „DLR 2005 + CO₂“), bleibt die Dampfreformierung auch auf längere Sicht die preisgünstigere Herstellungsform. Geht man von einer Preisentwicklung im Bereich des Preispfads „DLR 2005“ aus, verteuern sich die heutigen Wasserstoffkosten um rund den Faktor zwei.

Bei den entsprechenden Werten für Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung (Tabelle 12-15) rücken die Optionen Erdgas und Kohle enger zusammen. Wegen höherer Kapitalkosten verringert sich auch der relative Einfluss der Brennstoffkosten. Unter der Annahme, dass in 2020 entsprechende Großanlagen kommerziell zur Verfügung stehen, könnte dann CO₂-armer Wasserstoff aus fossilen Quellen mit Kosten zwischen 8,1 und 11 EUR/GJ bereitgestellt werden. Bis 2050 würden sich diese Kosten (bei Anlagen mit Inbetriebnahme 2020) auf rund 10,5 bis 14 EUR/GJ erhöhen. Wasserstoff aus Kohle wäre bei einer Preisentwicklung entsprechend „DLR 2005“ dann mit Werten um 12,5 EUR/GJ deutlich kostengünstiger als Wasserstoff aus Erdgas.

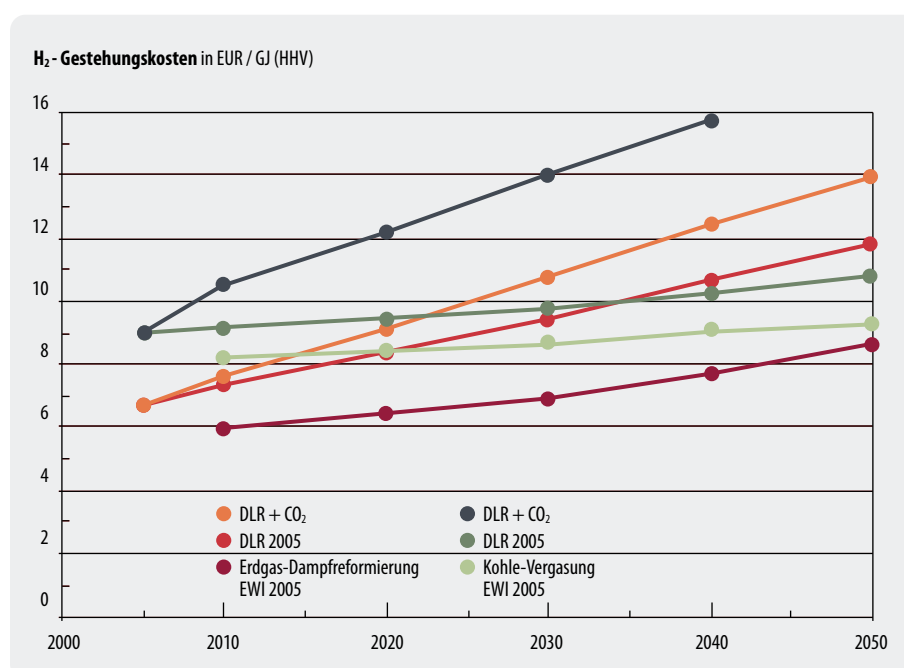


Abbildung 12-7:
Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen *ohne* Rückhaltung von CO₂

Tabelle 12-15: Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung, *ohne* Transport und Endlagerung

Mit CO ₂ -Rückhaltung	2020	2030	2040	2050
	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
EWI 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	8,08	8,57	9,43	10,48
Kohlevergasung	9,89	10,13	10,61	10,84
DLR 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	10,16	11,35	12,60	13,95
Kohlevergasung	11,02	11,38	11,85	12,44

Tabelle 12-16: Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung, *mit* Transport und Endlagerung

Mit CO ₂ -Rückhaltung mit Transport und Endlagerung	2020	2030	2040	2050
	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
EWI 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	8,93	9,42	10,28	11,33
Kohlevergasung	11,59	11,83	12,31	12,54
DLR 2005				
Erdgas-Dampfreformierung	10,91	12,20	13,45	14,80
Kohlevergasung	12,72	13,08	13,55	14,14

12.2.2 Berücksichtigung der Kosten für Transport und Speicherung von CO₂

Kosten für Verdichtung, Transport und Endlagerung des zurückgehaltenen CO₂ sind in den bisherigen Kosten einer CCS-Wasserstoffherstellung noch nicht enthalten. In Anlehnung an die Angaben für den entsprechenden Aufwand bei Kraftwerken kann dafür von Kosten in einer Bandbreite zwischen 16 und 34 EUR/t CO₂ ausgegangen werden. Bei der Dampfreformierung fallen rund 0,05 t CO₂ je GJ Wasserstoff an, bei der Kohlevergasung sind es rund 0,1 t CO₂ je GJ. Davon werden jeweils rund 85 Prozent zurückgehalten. Demnach fallen bei mittleren Entsorgungskosten von 20 EUR/t CO₂ bei der Dampfreformierung Kosten von 0,85 EUR/GJ H₂ und bei der Kohlevergasung Kosten von 1,7 EUR/GJ H₂ zusätzlich an. Damit ergeben sich die gesamten Wasserstoffkosten bei der Dampfreformierung bzw. der Kohlevergasung frei Anlage entsprechend den Angaben in Tabelle 12-16.

12.2.3 Kostenvergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen

Die entsprechenden Kosten können denjenigen der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien gegenüber gestellt werden. Zunächst ist dafür das Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse (Abbildung 12-8) für einen Stromkostenbereich von 2,5 bis 8 ct/kWh_{el} und einer Ausnutzung zwischen 2 000 und 8 000 h/a dargestellt. Die entsprechend der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (vgl. Abschnitt 12.1.5) erzielbaren Wasserstoffkosten sind eingetragen.

Demnach kann um 2020 Wasserstoff aus Wind (z.B. Offshore mit 4 000 h/a) mit rund 19 EUR/GJ bereitgestellt werden. Nur wenn kostengünstige Wasserkraft (in größerem Umfang) zur Verfügung steht, können die Gestehungskosten bei 13–14 EUR/GJ liegen. Strom aus solarthermischen Kraftwerken würde zu die-

sem Zeitpunkt noch deutlich teureren Wasserstoff liefern. Als längerfristig erreichbare Grenzlinie kann die untere gestrichelte Gerade (Status 2040) betrachtet werden. Danach bleibt regenerativer Wasserstoff mit 15 EUR/GJ (Wind, 4 000 h/a) bis 20 EUR/GJ (Solarstrom, 6 000 h/a) immer ein relativ kostspieliger Energieträger. Dafür fallen bei seiner Bereitstellung im Gegensatz zum „CO₂-armen“ CCS-Wasserstoff, der immer noch mit 0,017 Mio. t CO₂/PJ Wasserstoff behaftet ist, praktisch keine CO₂-Emissionen mehr an. Auch Ressourcenprobleme sind nicht mehr vorhanden.

Auch „konventioneller“ Strom (aus Kernenergie oder CO₂-armen fossil gefeuerten Kraftwerken) kann zur elektrolytischen Erzeugung von CO₂-freien bzw. CO₂-armen Wasserstoff eingesetzt werden. Die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten können ebenfalls untenstehender Grafik entnommen werden. Der Weg über „fossilen“ Strom ist dabei entsprechend der ermittelten Stromgestehungskosten (7–9 ct/kWh) deutlich teurer als derjenige der direkten Bereitstellung von Wasserstoff aus Kohle oder Erdgas und kann deshalb ausgeschlossen werden. Es bleibt die Option von Strom aus Kernkraftwerken. Folgt man den Angaben der IEA, so kann Strom aus neuen Kernkraftwerken mit Kosten um 3,0 bis 3,5 ct/kWh (Ausnutzung rund 8.000 h/a) bereitgestellt werden. Demnach wären Wasserstoffkosten um 12–14 EUR/GJ erreichbar, also vergleichbar denjenigen von Wasserstoff aus Wasserkraftstrom in untenstehender Abbildung. Mit Windstrom (4 ct/kWh, 4 000 h/a) vergleichbare Kosten würden erzielt, wenn Strom aus Kernkraftwerken zu etwa 5 ct/kWh (8 000 h/a) bewertet würde. Ob Kernenergie eine Option für die Wasserstoffbereitstellung sein kann, hängt also in erster Linie von der gesellschaftlich-politischen Bewertung (Stichwort: Risikobewertung, externe Kosten) der Stromerzeugung aus Kernenergie ab.

Dies zeigt schließlich auch ein Vergleich fossiler Erzeugungsoptionen mit regenerativen Erzeugungsoptionen. In Abbildung 12-9 ist die erdgas- bzw. steinkohlebasierte Wasserstoffbereitstellung (mit Kosten gemäß

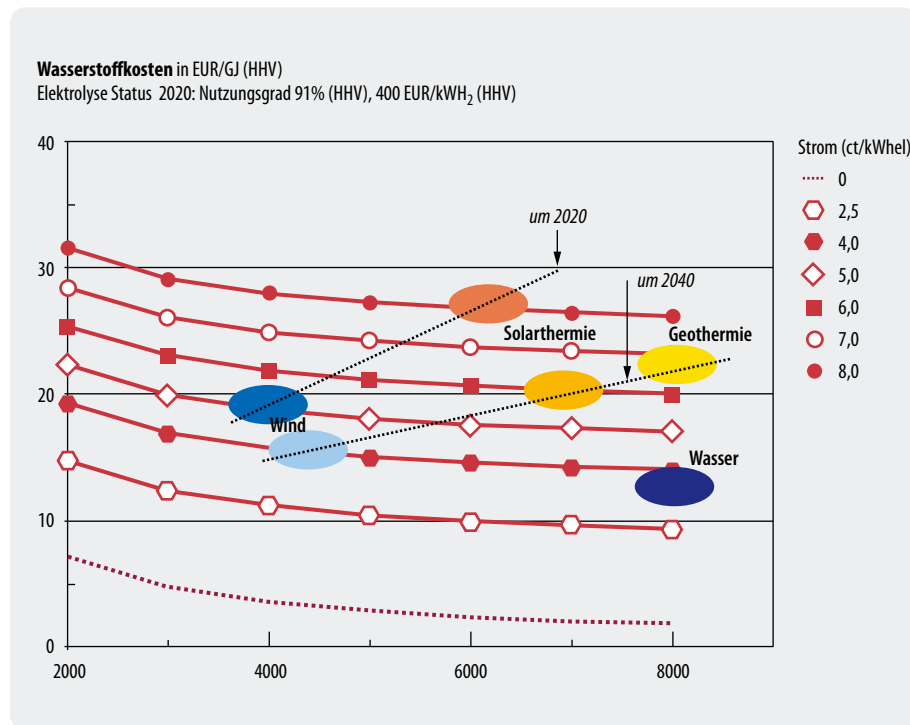


Abbildung 12-8:
 Kostenkennfeld der Referenz-
 elektrolyse und ungefähre
 Wasserstoffkosten beim
 Einsatz von Strom aus Wind
 (3 500–4 500 h/a), solar-
 thermischen Kraftwerken
 (6 000–7 000 h/a; Strom-
 kosten frei Grenze), sowie
 von Geothermie und Wasser-
 kraft (8 000 h/a) für Zeit-
 punkte um 2020 bzw. 2040

Tabelle 12-16) der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung auf Basis von Windenergie- bzw. Wasserkraftstrom gegenübergestellt. Wasserkraftstrom zur H₂-Produktion kann aber aus Ressourcengründen bestenfalls in Marktnischen zur Verfügung stehen. Große Potenziale an regenerativem Wasserstoff sind nur über Wind, langfristig insbesondere aber über solarthermisch erzeugten Strom bereitstellbar. Im Jahr 2020 dürfte der

günstige Wasserstoff aus regenerativem Strom (Wind) noch etwa um den Faktor zwei teurer sein. Gegenüber CO₂-armen Wasserstoff aus Erdgas kann sich die Kostenlücke längerfristig schließen, CO₂-armer Wasserstoff aus Kohle bleibt gemäß den hier vorgestellten Kostenannahmen auch auf längere Sicht kostengünstiger, da eine ungefähre Kostengleichheit Stromkosten aus erneuerbaren Quellen um 3–3,5 ct/kWh erfordern

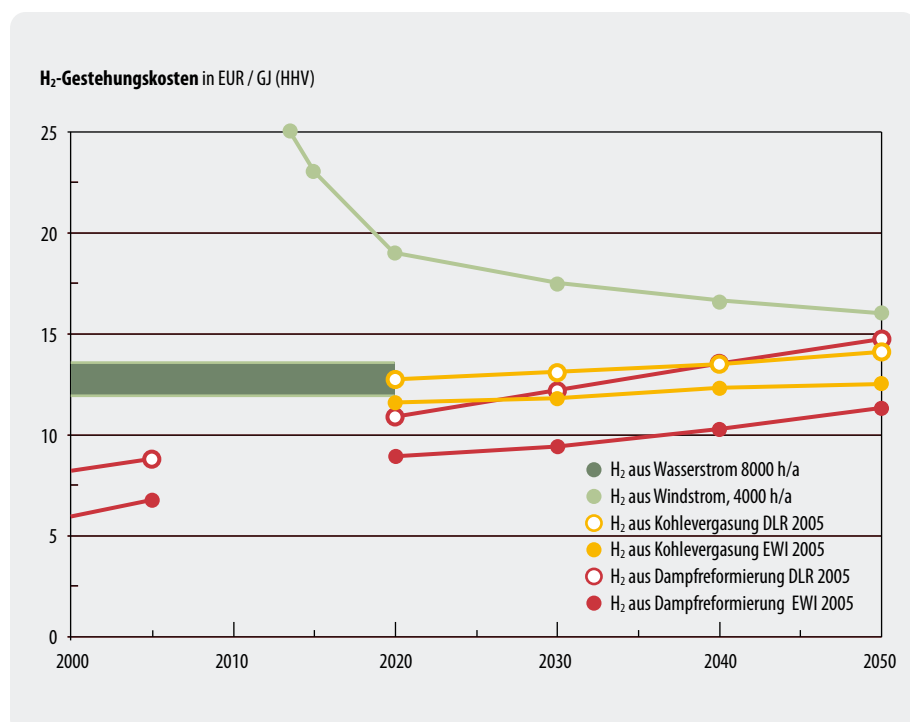


Abbildung 12-9: Kosten-
 vergleich der Wasserstoff-
 bereitstellung aus CO₂-
 armen Anlagen auf der Basis
 von Erdgas und Steinkohle
 (8 000 h/a) mit elektrolytisch
 erzeugtem Wasserstoff aus
 Wind bzw. aus Wasserkraft
 (heutige Wasserstoffkosten
 sind fossile Anlagen *ohne*
 CO₂-Rückhaltung).

würde. Werden fossile Anlagen allerdings weniger als 8 000 h/a ausgenutzt, steigen die Wasserstoffgestehungskosten entsprechend.

Es ist darauf hinzuweisen, dass der Kostenvergleich noch nicht vollständig ist. Insbesondere fehlt noch ein Vergleich der infrastrukturellen Zusatzkosten. Bei Anlagen auf fossiler Basis handelt es sich um sehr große zentrale Anlagen, die eine voll ausgebaute Transport- und Verteilungsstruktur für Wasserstoff benötigen. Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien können hier Vorteile haben, jedoch können auch nicht vernachlässigbare Zusatzaufwendungen entstehen (z.B. Wind-Offshore). Auch die Option der Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse ist hier nicht betrachtet. Aber auch hierbei muss von sehr begrenzten Potenzialen ausgegangen werden.

Insgesamt stellt sich ein Vergleich CO₂-armer bzw. CO₂-freier Optionen für Wasserstoff deutlich anders dar als für den Fall der Strombereitstellung. Bei letzterer ist nach vorliegenden Daten kein Kostenvorteil für die fossile Option zu erkennen (Kapitel 12.1), während sich bei der Wasserstoffbereitstellung eine für die fossile Option günstigere Konstellation ergibt. Zur vollständigen Beurteilung dieser Sachlage muss allerdings auch berücksichtigt werden, dass Strom ein eingeführter Energieträger ist und hier relativ kurzfristige Entscheidungen hinsichtlich des Ausbaus klimaschonender Technologien getroffen werden müssen. Wasserstoff als Energieträger wird dagegen in energiewirtschaftlich relevanter Menge nicht vor 2030, eher erst ab 2050 benötigt (UBA 2006) und kann somit auch erst dann zum Klimaschutz beitragen. Das dürfte für einen substantiellen Klimaschutz, wie er bis 2050 erforderlich ist, zu spät sein. Damit reduziert sich auch der potenzielle ökonomische Vorteil CO₂-armen Wasserstoffs aus fossilen Quellen und seine Bedeutung für den Klimaschutz deutlich. In der Szenarienanalyse des Kapitels 14 wird auf diese Problematik eingegangen.

Kapitel 13

Weitere energiewirtschaftliche Kriterien

Neben der rein ökonomischen Betrachtung der Strom- bzw. Wasserstoffbereitstellungskosten sind noch weitere energiewirtschaftliche Aspekte für die Umsetzung von CCS und der vergleichenden Einordnung relevant. Auf ausgewählte und im Kriterienraster (vgl. Kapitel 9) aufgeführte Faktoren wird nachfolgend eingegangen.

13.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wurde in zahlreichen Umfragen und Untersuchungen erhoben. Es gibt zwar inzwischen mehrere hundert Bürgerinitiativen in Deutschland, die gegen die Nutzung der Windkraft eingestellt sind, auch bestehen teils Vorbehalte gegenüber der Nutzung von Biomasse. Trotzdem steht eine große Mehrheit der deutschen Bevölkerung der Nutzung regenerativer Energien positiv gegenüber. Ähnliche Analysen liegen für CCS in Deutschland bisher nicht vor. Es kann zudem festgehalten werden, dass das Wissen über CCS in der Bevölkerung bisher höchstens in Ansätzen vorhanden ist. Insofern trifft die Einführung von CCS nicht auf ein bereits vorgefertigtes und verfestigtes Meinungsbild. Spätestens mit der Umsetzung heute geplanter Großprojekte (z.B. Planungen der RWE Power AG zur Errichtung eines IGCC-Kraftwerks bis zum Jahr 2014) wird man an die Öffentlichkeit herantreten und sie detailliert informieren müssen. Entscheidend für eine Beeinflussung der öffentlichen Meinung für oder gegen CCS könnten dabei die generelle Argumentationsstrategie und die Wortwahl sein. Inwieweit sich durch beispielsweise simple Begriffswahl (hier seien die Begriffspaare „CO₂-frei“ versus „CO₂-arm“ sowie „CO₂-Speicherung“ versus „CO₂-Endlagerung“ angesprochen) die Akzeptanz steigern oder vermindern ließe, ist bisher nicht analysiert worden. Im Auftrag des BMWi wurde allerdings eine detaillierte Studie¹ abgeschlossen, die wertvolle Hinweise auf die gesellschaftliche Akzeptanz sowie die Bildung der öffentlichen Meinung zu CCS in Deutschland gibt (BMWi 2007). Im Zeitverlauf könnten sich aber auch bei den regenerativen Energien neue Fragen stellen. Dies betrifft z.B. die Akzeptanz von Hochspannungsleitungen zur Übertragung von Regenerativ-Strom über mehrere tausend Kilometer Entfernung.

¹ Der Projekttitel der BMWi-Studie lautet: „Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene“.

13.2 Übertragbarkeit von Technologien auf Entwicklungsländer

Zunehmend wird die Tauglichkeit von Technologielinien im Klimaregime auch am Kriterium der Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer gemessen. Zwar verbrauchen bisher noch die Industrieländer am meisten Energie – und stoßen damit auch am meisten CO₂ aus. Jedoch wird erwartet, dass sich die Verhältnisse in den kommenden Dekaden umkehren und dann die Entwicklungsländer den größten Anteil am Energieverbrauch und an den CO₂-Emissionen einnehmen werden (IEA 2004). Insofern sind Technologien, die nur in reifen Energieinfrastrukturen von Industrieländern zur Anwendung kommen können, im Sinne einer globalen Emissionsminderungsstrategie zwangsläufig anderen Technologien unterlegen, die auch in Entwicklungsländern eingesetzt werden können. Der Komplexitätsgrad von Technologielinien bemisst sich nicht nur an der Beherrschbarkeit der Technologie selbst, sondern auch und gerade an der Integrationsfähigkeit in das vorhandene Energiesystem. Kriterien dafür sind:

- Beherrschbarkeit der Technologie im Kraftwerk
- Regelbarkeit der Technologie im Systemverbund

Bezüglich der Beherrschbarkeit im Kraftwerk sind Aspekte wie Ausbildungsstand der Techniker und Verfügbarkeit von Ersatzteilen relevant. Beides ist in zahlreichen Entwicklungsländern per se nicht verfügbar und stellt somit begrenzende Faktoren dar².

Stellen technische oder wirtschaftliche Gegebenheiten begrenzende Faktoren dar, müssen Technologien möglichst robust, d.h. wenig komplex gestaltet sein, um nicht selbst zu einem begrenzenden Faktor innerhalb des Gesamtsystems zu werden. Der Einsatz von Post-Combustion-Technologien, also eine Ergänzung zu konventionellen Kraftwerkstechnologien, bedeutet eine Steigerung des Komplexitätsgrads. In Entwicklungsländern wäre zu prüfen, ob diese Ergänzungen von ansässigen Technikern zuverlässig beherrscht werden können und ob die geringere Flexibilität eines solchen Systems mit den vorhandenen Energieinfrastrukturen in Einklang gebracht werden kann. Teilweise oder gänzlich neue Technologien wie IGCC und Oxyfuel stellen ggf. noch höhere Anforderungen an Ausbildung und Sachkenntnis wie Post-Combustion-Technologien.

² Gleichwohl muss betont werden, dass die Ausbildung im technischen Bereich in Entwicklungsländern in den vergangenen Jahren zum Teil große Fortschritte gemacht hat.

Demgegenüber stellt die Beherrschung von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich bezüglich des nötigen Know-hows möglicherweise geringere Anforderungen an die Ausbildung von Fachpersonal, obwohl auch diese Turbinen High-Tech-Produkte sind und vor allem die Wartung sehr aufwendig ist. Problematisch erscheint der Aspekt, ob Offshore-Windparks mit den in Entwicklungsländern vorhandenen Netzinfrastrukturen kompatibel und dann auch beherrschbar sind. Gerade für die Kraftwerkseinsatz- und Netzplanung würden sich hier neue Herausforderungen stellen.

Solarthermische Kraftwerke sind mit herkömmlichen Turbinenkraftwerken zu vergleichen; im Unterschied dazu wird lediglich die Wärme für den Betrieb der Turbinen aus solarer Strahlung gewonnen. Insofern stellen solarthermische Kraftwerke keine grundlegend höheren Anforderungen an die Ausbildung von Fachpersonal als sie für den normalen Betrieb von konventionellen Kraftwerken gelten.

13.3 Technologieführerschaft und Exportchancen

Deutsche Unternehmen gehören bei sämtlichen REG-Technologien zu den führenden Akteuren im globalen Wettbewerb. Insofern erscheint die globale Einführung von REG-Technologien ein für die deutsche Exportwirtschaft positiver Ansatz zu sein. Die Windenergiebranche beschäftigt in Deutschland bereits über 60 000 Personen direkt und noch einmal etwa dieselbe Anzahl in Zulieferbetrieben. Schon heute sind die Exportanteile im Windkraftbereich hoch. Mit Erreichen der Marktsättigung hauptsächlich im Onshore-Bereich sind die Unternehmen mehr und mehr darauf angewiesen, Exportmärkte zu erschließen. Aus einer Verbindung von starker heimischer Wirtschaft (mit weltweiter Technologieführerschaft), dem globalen Vorantreiben des Klimaschutzes und Entwicklungszusammenarbeit im Energiebereich können wertvolle Synergien geschaffen und genutzt werden.

Im Bereich von CCS gehören deutsche Unternehmen und Forschungsinstitute ebenfalls zu wichtigen Akteuren. Sie teilen sich die Technologieführerschaft aber vor allem mit den USA, die zudem bedeutend mehr finanzielle Mittel für F&E bereitstellen. Es besteht daher die Möglichkeit, dass die Förderung von CCS in Entwicklungsländern letztendlich weniger deutschen, sondern US-amerikanischen Unternehmen zugute kommen könnte. Allerdings sind deutsche Unternehmen in der konventionellen Kraftwerkstechnik führend und verfügen über gute Beziehungen zu potenziellen Einsatzländern. In diesem Zusammenhang sollten die traditionell bestehenden guten Beziehungen und Kooperationen zwischen Deutschland und verschiedenen Weltregionen (nicht nur im Energiebereich) nicht unterschätzt werden. Hier sind z.B. Kooperationen zwischen Australien sowie einigen chinesischen Provinzen und dem Bundesland Nordrhein-Westfalen zu nennen.

Im gesamteuropäischen Kontext ist die EU-China-Initiative Clean Coal zu nennen.

13.4 Importabhängigkeit

Deutschland ist zu über 70 Prozent von Energieimporten abhängig: Die Importabhängigkeit bei Erdöl liegt bei etwa 97 Prozent, bei Erdgas bei ca. 80 Prozent, bei Kernbrennstoffen bei 100 Prozent und bei Steinkohle – nicht vorkommenbedingt, sondern aufgrund der hohen heimischen Förderkosten – bei über 50 Prozent. Nur Braunkohle kann inländisch in für die Stromproduktion ausreichenden Mengen gefördert werden. Aufgrund der abnehmenden inländischen Produktion wird die Importabhängigkeit in den kommenden Jahren deutlich zunehmen. Diese Tendenz ist bei allen Industrieländern zu beobachten, auch auf EU-Ebene nimmt die Importabhängigkeit zu. In Bezug auf CCS kommt dem besondere Bedeutung zu, da sich der Umwandlungswirkungsgrad mit der CO₂-Abtrennung signifikant verschlechtert. Dabei ist die Situation bei Erdgas grundsätzlich als problematischer einzustufen als bei Steinkohle.

Die Lieferantenstruktur bei Steinkohle ist geprägt von zwei Merkmalen:

- Die Zahl der Anbieter ist relativ groß,
- die Anbieterstaaten sind zumeist als politisch stabil zu bezeichnen.

Steinkohle ist außerdem noch in ausreichenden Mengen weltweit verfügbar, so dass davon ausgegangen werden kann, dass in den kommenden Dekaden keine strukturell bedingten Lieferengpässe auftreten werden. Eine Zunahme der Importabhängigkeit kann aus den genannten Gründen als ein primär marktwirtschaftliches Problem aufgefasst werden.

Die Anbieterstruktur, vor allem aber die Verteilung der wirtschaftlichen Ressourcen ist hingegen bei Erdgas weniger divers als bei Steinkohle. Die Hauptlieferanten für Deutschland sind Russland, Norwegen und die Niederlande (s. Abbildung 13-1). Aufgrund der langfristig zu planenden und kapitalintensiven Infrastrukturen herrschte in den vergangenen Jahrzehnten eine Art „natürliches Monopol“ verschiedener Anbieter sowie der zwischen Anbieter und Verbraucher geschalteten Unternehmen (z.B. Gasverteilungsunternehmen) vor. Die Kapitalintensität der Gasleitung – sie macht im Vergleich zu den Produktionskosten einen großen Anteil der Gesamtkosten aus – war es auch, die den Markteintritt weiter entfernt liegender Anbieter bisher verhinderte. So bezieht Deutschland z.B. aus der Region des Persischen Golfs derzeit kein Gas. Dies kann sich jedoch in den kommenden Jahren ändern, und zwar aus zwei Gründen:

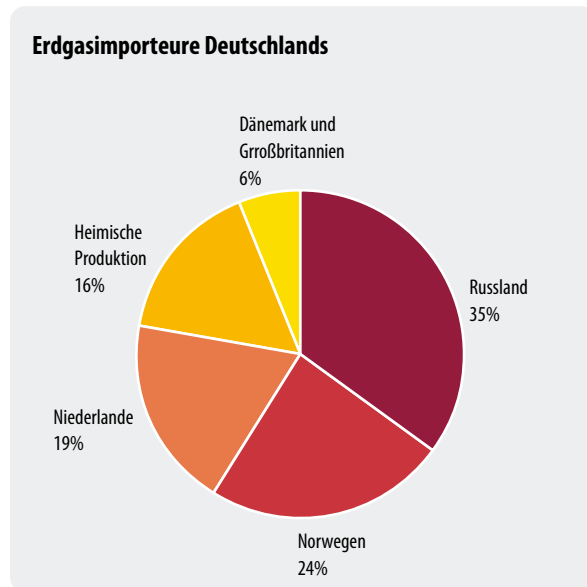


Abbildung 13-1: Erdgasimporteure Deutschlands
(Quelle: Ruhrgas 2005)

- die Gaspreise sind stark gestiegen, wodurch auch der Bau und der Betrieb von Pipelines über große Entfernungen rentabler werden,
- die Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG) wird aufgrund hoher Abnehmerpreise konkurrenzfähig, wodurch Gas auch mit Schiffen transportiert und flexibel zu den Märkten gebracht werden kann.

Aufgrund des eingeschränkten Exportmarktes ist eine steigende Importabhängigkeit z.B. im Fall von Erdgas nicht nur ein wirtschaftliches, sondern zunehmend auch ein politisches Problem. Im Gegensatz dazu kann die Nutzung heimischer REG-Potenziale einen Beitrag zur Senkung der Importabhängigkeiten von fossilen Energieträgern leisten und somit durch Minderung der Abhängigkeiten zur Erhaltung politischer Handlungsspielräume beitragen.

Beim großmaßstäblichen Import von REG-Strom entstünden hingegen neue Abhängigkeiten aufgrund der leitungsgebundenen Struktur überregionaler Stromtransporte. Diese Leitungen würden im Fall der solarthermischen Stromerzeugung in Nordafrika durch mehrere Länder führen und könnten durch geringe Eingriffe (z.B. Terrorismus) gestört werden.

13.5 Sicherheitspolitische Implikationen

Eng verbunden mit dem Einfluss von Importabhängigkeiten auf politische Gestaltungsspielräume sind deren sicherheitspolitische Konsequenzen. Die internationale Dimension von Sicherheitspolitik wird entsprechend zunehmend wichtiger, je größer die Abhängigkeit von

politisch instabilen Staaten und die Anfälligkeit gegenüber Lieferunterbrechungen werden. Letzteres ist vorrangig dann der Fall, wenn sich Versorgungswege ausweiten und weniger geschützt werden können. Das aktuell erschienene Grünbuch der EU-Kommission „Security of energy supply“ thematisiert die sicherheitspolitische Bedeutung der Energieversorgung und unterbreitet erste mögliche Schritte einer umfassenden europäischen Antwort. Zu diesen gehört die Entwicklung einer kohärenten europäischen Energieaußenpolitik, auch mittels der Schaffung langfristiger Energiekooperationen mit Produzenten und Transitländern, die Entwicklung eines politischen Konzepts zur Sicherung und Diversifizierung der Energieversorgung und anderen Ansätzen (EU 2006).

Eine Steigerung des Erdgasimportbedarfs durch den Einstieg in die großmaßstäbliche Nutzung von CCS würde zu einer Verschärfung der sicherheitspolitischen Problemlagen führen.

Die Veränderung von Abhängigkeitsbeziehungen durch großmaßstäblichen REG-Strom-Import würde neue sicherheitspolitische Herausforderungen schaffen, da Abhängigkeiten von anderen Staaten entstünden (z.B. von den Transitländern).

13.6 Anfälligkeit und Komplexität des Anlagenverbundes

Generell nimmt die Störanfälligkeit technischer Systeme mit steigendem Komplexitätsgrad zu, da sich die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Gesamtsystems aus dem Produkt der einzelnen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Systemkomponenten errechnet. Für jede neu hinzugefügte Komponente steigt also die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems. Auf CCS angewendet gilt dies insbesondere für die zusätzlichen Komponenten der Rauchgaswäsche (bei Post-Combustion), der (Kohle-)Vergasung (bei Pre-Combustion) sowie der Luftzerlegung (bei Oxyfuel), da hier an den konventionellen Kraftwerksprozess ein weiteres Kettenglied angehängt wird.

Eine für den kommerziellen Betrieb nicht ausreichende Verfügbarkeit war bisher ausschlaggebend, dass IGCC-Kraftwerke trotz höherer Wirkungsgrade keine stärkere Verbreitung erfahren haben. Beim Oxyfuel-Verfahren liegen diesbezüglich noch keinerlei Erfahrungen vor. Generell lässt sich jedoch festhalten, dass neu eingeführte und komplexere Technologien im Vergleich zu bewährten Technologien zunächst eine geringere Verfügbarkeit aufweisen, denn Erfahrungswerte für den Gesamtbetrieb liegen kaum vor, und neue Komponenten zeigen ihre Belastbarkeit oft erst unter Alltagsbedingungen und unterliegen fortwährenden Optimierungsanstrengungen.

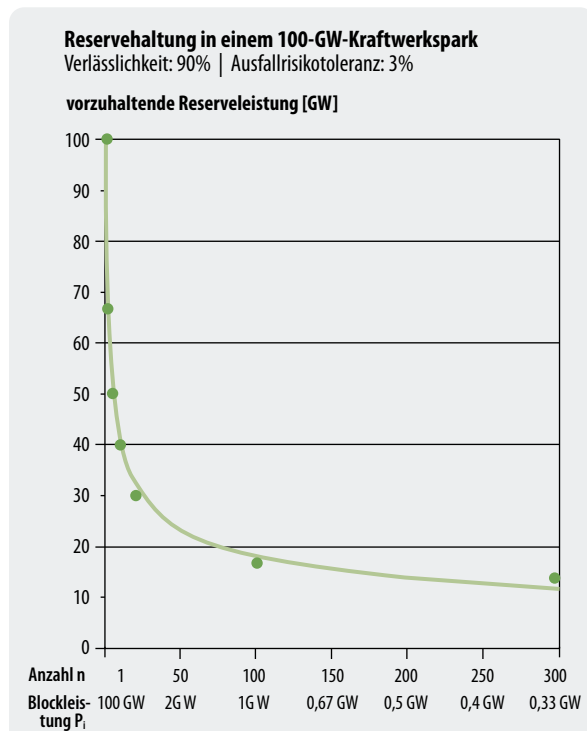


Abbildung 13-2: Vorzuhaltende Reserveleistung als Funktion identisch großer Einzelblöcke P_i in einem virtuellen Kraftwerkspark mit 100 GW Leistung (Quelle: Schüwer 1997)

Hinsichtlich der Verfügbarkeit und damit auch Zuverlässigkeit der Anlagen ist aber nicht nur der Kraftwerksprozess selber relevant. Der Abtransport von CO_2 aus dem Kraftwerk und damit die Transportinfrastruktur führt zu einer weiteren Steigerung des Komplexitätsgrades. Fiele z.B. eine Pipeline aus, müsste entweder eine entsprechende Zwischenlagerkapazität vorgehalten oder aber CO_2 -Emissionszertifikate hinzugekauft werden. Erfahrungen aus anderen netzgebundenen Infrastrukturen (z.B. Erdgasleitung) zeigen allerdings, dass diesbezüglich das Risiko als vergleichsweise gering einzuschätzen ist.

Aus Kostengründen wäre ein großtechnischer Einstieg in einen CCS-Pfad nur für große Kraftwerkseinheiten sinnvoll. Dies würde zur Beibehaltung bzw. weiteren Verstärkung zentralisierter Strukturen führen und somit die Ausfallwahrscheinlichkeit und den Aufwand für die Reservehaltung weiter erhöhen. Der Grund dafür ist, dass bei gleicher Zuverlässigkeit der Einzelsysteme die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems (und damit die vorzuhaltende Reserveleistung) von wenigen großen Systemen immer größer ist als die von vielen kleinen (s. dazu Abbildung 13-2). Zentralisierte Strukturen würden daher tendenziell zu erhöhten Reservehaltungskosten – z.B. in Form von eigenen Reservekraftwerken oder vertraglich abgesicherter Reserveleistung – führen.

Die in den vergangenen Jahren in die Diskussion eingegangene Terrorismusargumentation (vor allem im Zusammenhang mit Kernkraftwerken) ist für den Fall von CO_2 -Pipelines vermutlich weniger relevant. Aufgrund der erforderlichen Großkraftwerksstruktur ist aber mit CCS zwangsläufig eine höhere Anfälligkeit bzw. geringere Flexibilität verbunden als dies bei dezentralen Systemen der Fall ist.

13.7 Nutzungskonflikte

Bei vielen Entscheidungen spielen die so genannten Opportunitätskosten eine wichtige Rolle, also die Antwort auf die Frage, was aufgegeben werden muss, um eine bestimmte Sache zu erhalten. Diese Opportunitätskosten spiegeln sich in den Nutzungskonflikten wider: wie soll mit bestimmten Ressourcen – Speicherplatz, Anbaufläche u.a. – umgegangen werden? Zwei Dimensionen kommen zum Tragen. Erstens die horizontale Dimension, die aktuelle Nutzungskonflikte und damit räumliche Konkurrenzen betrachtet. Zweitens die vertikale Dimension, die auf zukünftige Einschränkungen durch aktuelle Entscheidungen abhebt. Vor allem letztere Dimension ist schwer abzuschätzen, weil die Zukunft prinzipiell schwer vorhersehbar ist. Der heutige Mensch kann sich kein exaktes Bild davon machen, was zukünftige Generationen für erstrebens- oder erhaltenswert erachten werden.

Beispielsweise würde durch Speicherung von CO_2 in Salzkavernen die zukünftige Nutzung dieser Kavernen – als Salzlager oder Speicherorte für andere Produkte – nach menschlichen Zeitmaßstäben für immer ausgeschlossen. Ähnliches gilt möglicherweise für zukünftige geothermische Nutzungsformen zur Strom- und Wärmegewinnung bzw. zur Wärme- und Kältespeicherung, die mit der Nutzung von Aquiferen als CO_2 -Lagerstätte kollidieren könnten. Auf Nutzungskonflikte wurde bei der Diskussion der einzelnen Speicheroptionen bereits eingegangen (vgl. Kapitel 7).

Kapitel 14

Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von nationalen Szenarien

Während in den vorhergehenden Kapiteln die technologischen Grundlagen von CCS diskutiert und ökologische und ökonomische Vergleichsbetrachtungen zu Energieoptionen aus dem Bereich erneuerbare Energien durchgeführt wurden, wird nachfolgend eine Analyse der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Bedeutung von CCS im Gesamtzusammenhang durchgeführt. Hierzu werden zunächst die generellen Einflussgrößen auf die Umsetzung von CCS noch einmal zusammengestellt und dann an Hand von Szenariorechnungen dargelegt, welche unterschiedlichen Zukunftsperspektiven für CCS denkbar und sinnvoll sind. Die Überlegungen werden für das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland angestellt, sind aber in Teilbereichen prinzipiell auch auf andere Länder übertragbar, insbesondere auf solche mit einem ebenfalls hohen Kraftwerkersatzbedarf.

14.1 Umfeld für die energiewirtschaftliche Relevanz von CCS

Die Rolle von CCS in der energiewirtschaftlichen Umsetzung wird von vielen Faktoren beeinflusst. Das Kapitel stellt diese zunächst in der Übersicht dar und geht dabei auch in einer zunächst eher grundsätzlichen Art auf die Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen ein.

14.1.1 Generelle Einflussgrößen für CCS

Die zukünftige Rolle von CCS wird neben technischen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten, den verfügbaren Alternativen sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz vor allem auch von der potenziellen Nachfrage nach Kraftwerkskapazität im Zeitverlauf bestimmt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist der Kraftwerkersatzbedarf in Abhängigkeit der technologischen Verfügbarkeit von CCS die entscheidende Einflussgröße. Er bestimmt die Grenzen der generellen Einsetzbarkeit von CCS.

Erste grobe quantitative Einschätzungen über die theoretischen (nachfrageseitigen) Grenzen von CCS finden sich in Abbildung 14-1. Ausgangspunkt der Überlegungen ist dabei ein Szenario, in dem – unter sonst gleichen

Bedingungen wie im Referenzszenario¹ – alle neuen fossilen Kraftwerke ab dem Jahr 2020 mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung ausgeführt werden.

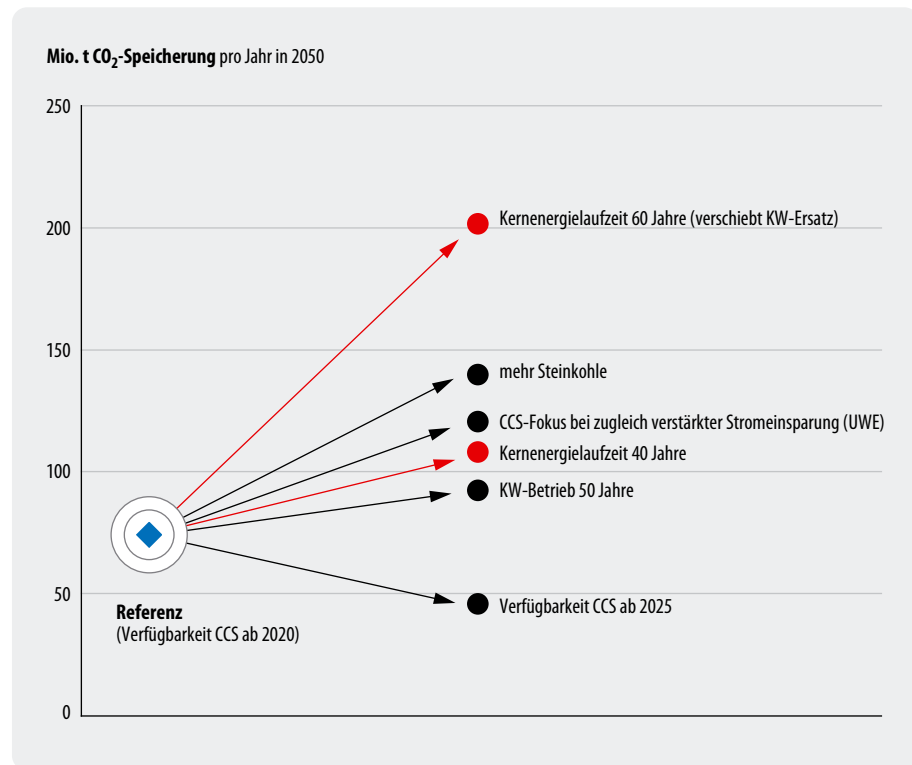
Nach dieser Vorgehensweise ermittelt sich für den Referenzfall ein jährlicher Speicherbedarf von 73,1 Mio. t CO₂. Als wesentliche Einflussfaktoren für diese theoretische Obergrenze stellt sich (nach unten) die Verfügbarkeit der Technologie dar. Bis zum Jahr 2025 muss bereits ein ganz erheblicher Teil des Kraftwerksparks im Referenzfall substituiert werden. Eine um fünf Jahre verzögerte Einsatzfähigkeit der CCS-Kraftwerkstechnik reduzierte daher – schließt man eine Nachrüstung von Kraftwerken zunächst aus – den Speicherbedarf auf 47,8 Mio. t CO₂. Abweichungen nach oben ergeben sich vor allem durch eine Veränderung des Kraftwerksmixes (Erhöhung des Kohleanteils gegenüber Referenzbedingungen), aber auch durch eine Veränderung der Annahmen für die Laufzeiten der Kernkraftwerke, die den Ersatzbedarf im Kraftwerkspark auf einen späteren Zeitraum verschieben würden. Eine vergleichbare Wirkung hätte auch die Verlängerung der Laufzeit der fossilen Kraftwerke selber (wie hier angenommen von 40 auf 50 Jahre), weil sie den Ersatzbedarf ebenfalls strecken würde.

Setzt man die resultierenden jährlichen Speichermengen, die zwischen knapp 50 Mio. t CO₂ und 200 Mio. t CO₂ schwanken, in Beziehung zu den in Deutschland verfügbaren Speicherpotenzialen (vgl. Kapitel 7) und unterscheidet diesbezüglich zwischen einer unteren und einer oberen Grenze der Potenziale², so zeigt sich, dass zumindest für eine Nutzung von CCS im Rahmen einer Übergangsstrategie speicherseitig keine Begrenzungen zu erwarten sind. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass sich die ausgewiesenen Speicherpotenziale auch real als nutzbar, d.h. hinreichend langzeitstabil, ökologisch verträglich und kostenmäßig zu vertretbaren Bedingungen ausschöpfbar erweisen. Zudem unterstellt dies, dass kraftwerksseitig (im Rahmen einer zu schaffenden CO₂-Infrastruktur) geeignete Speicher-

1 Hier wird Bezug genommen auf das Referenzszenario aus dem Energiereport IV in (EWI/Prognos 2005).

2 Für die Berechnungen wurde hier eine *untere Grenze* der nationalen Speicherpotenziale von 14,5 Gt CO₂ unterstellt (Summe der jeweils *unteren* Potenzialabschätzungen für leer geförderte Gas- und Ölfelder sowie saline Aquifere). Für die *obere Grenze* wurden die jeweils *oberen* Potenzialabschätzungen für Gas-/Ölfelder, Aquifere und zusätzlich auch für tief liegende Kohleflöze (ECBM: Enhanced Coal Bed Methan Recovery) zu einem Gesamtpotenzial von 47,3 Gt CO₂ aufsummiert (vgl. Tabelle 7-5).

Abbildung 14-1:
Wesentliche Einflussfaktoren
auf das theoretische nach-
frageseitige Speicherpoten-
zial bei der Stromerzeugung
(Zeitpunktanalyse für 2050)



stätten auch gefunden werden können, die für die gesamte Betriebszeit des Kraftwerks eine Einspeicherung ermöglichen.

Abbildung 14-2 zeigt in diesem Zusammenhang den Anteil des jährlichen Speicherbedarfs an den verfügbaren Potenzialen, und Abbildung 14-3 zeigt die damit korrespondierende Rechengröße „statische Reichweite“ der Speicherpotenziale. Legt man die untere Potenzial-schranke als Maßstab, werden demnach durch die jährliche Speichermenge im Jahr 2050 im besten Fall 0,3

Prozent und im schlechtesten Fall 1,4 Prozent ausgeschöpft (Abbildung 14-2).

Noch deutlicher wird dies im Hinblick auf die statischen Reichweiten, die aus vorgenannten Überlegungen resultieren: Umgerechnet auf die statische Reichweite ergibt sich für die untere Potenzialschranke je nach Szenario eine mögliche Speicherdauer von 72 bis 305 Jahren (Abbildung 14-3). Wie die Darstellungen zeigen, wird die mögliche Umsetzung von CCS im Kraftwerkspark maßgeblich von dem heute schon mas-

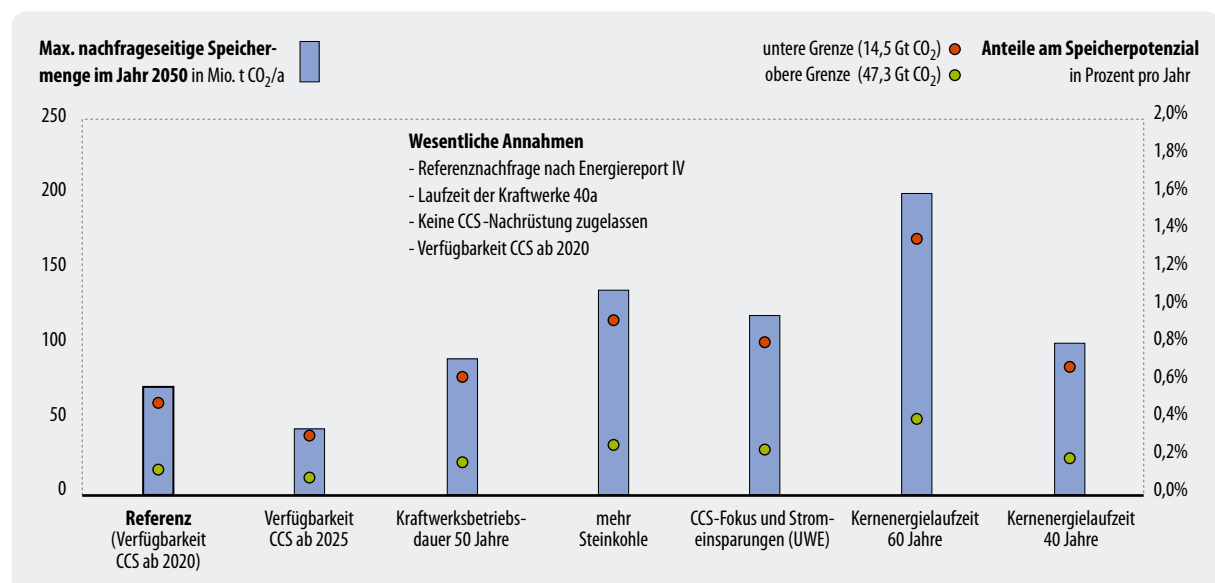


Abbildung 14-2: Verhältnis von Speicherbedarf und verfügbaren Speicherpotenzialen² (s. Fußnote 2) für verschiedene Szenarien

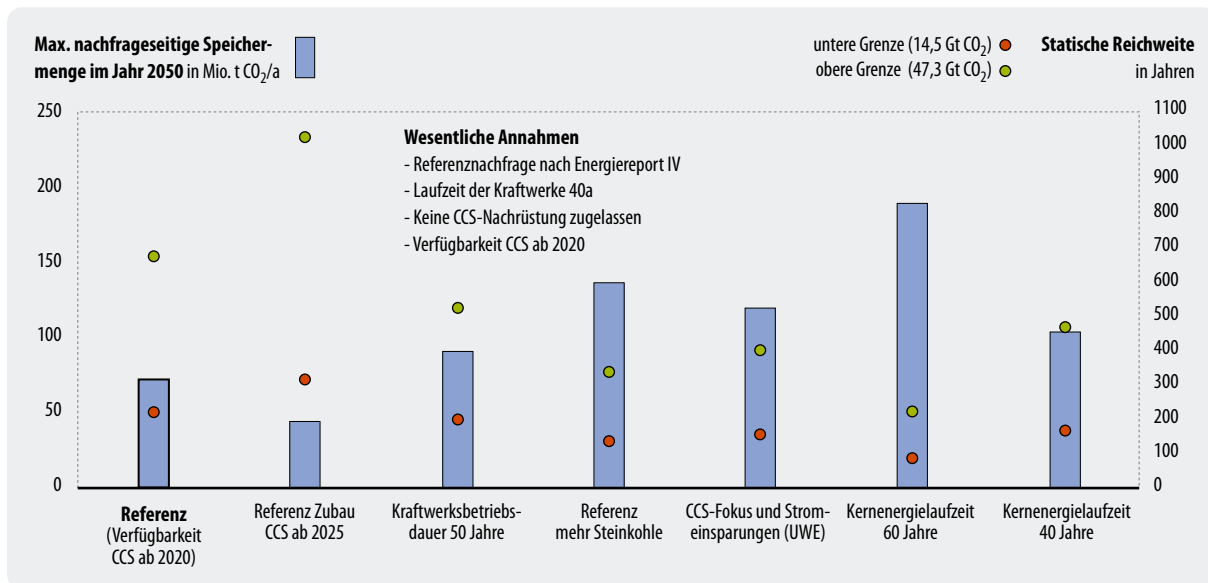


Abbildung 14-3: Resultierende statische Reichweite der Speicherverfügbarkeit für unterschiedliche Speicherszenarien² (s. Fußnote 2)

siven Ersatzbedarf aufgrund der zunehmend alternden Kraftwerke bestimmt. Vor diesem Hintergrund kommt auch der Frage der Nachrüstung von CCS in bestehenden Kraftwerken eine hohe Bedeutung zu, der im folgenden Kapitel 14.1.2 nachgegangen wird. Gleichmaßen bedeutsam ist eine potenzielle Ausweitung der CO₂-Abtrennung auf die Wasserstofferzeugung. Kapitel 14.3.4 greift diesen Aspekt in quantitativen Szenarioanalysen detaillierter auf.

14.1.2 Einflussgröße Nachrüstung von Kraftwerken

Zur Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung an bestehenden Kohlekraftwerken kommen zwei Möglichkeiten in Betracht: Zum einen die CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas (Post-Combustion), z.B. mittels MEA³-Wäsche, und zum anderen die Umstellung des Verbrennungsprozesses auf reinen Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren). Beides bringt erhebliche Veränderungen der Infrastruktur im Kraftwerk mit sich. Bei der MEA-Wäsche handelt es sich dabei vorrangig um einen erheblichen zusätzlichen Platzbedarf für die Abgaswäscher und die Kolonne für die Regeneration der Waschflüssigkeit sowie entsprechende MEA-Speichermöglichkeiten. Darüber hinaus ist zu klären, wie hoch der Betriebsaufwand für eine ggf. prozessbedingt notwendige weitere Abreinigung des Rauchgases ist. Kommen beispielsweise Amin-Wäschen für die CO₂-Abtrennung zum Einsatz, so müssen die zulässigen SO₂- und NO_x-Konzentrationen über die gesetzlichen Emissionsgrenzwerte hinaus weiter abgesenkt werden. Auch wirkt der Sauerstoffüberschuss aus der Verbrennung störend. Über die Entwicklung stabilerer Lösungsmittel könnten die zulässigen Rest-O₂-Konzentrationen gegenüber der Verwendung des üblichen MEA erhöht werden.

Im Falle einer Nachrüstung zum Oxyfuel-Kraftwerk ist eine Luftzerlegungsanlage für den benötigten Sauerstoff notwendig. Zudem erfordert eine derartige Umrüstung größere Umbauarbeiten am Feuerraum, wie z.B. die Möglichkeit zur Rezirkulation von CO₂ aus dem Abgas, welche zur Temperaturkontrolle der Verbrennung benötigt wird.

Für die Nachrüstung sind die Kraftwerke während der Umbauphase nur eingeschränkt oder gar nicht betriebsfähig, was mit entsprechenden finanziellen Ausfällen verbunden ist. Aufgrund der hohen Wirkungsgradabschläge ist eine Nachrüstung nur bei denjenigen Kraftwerken überhaupt sinnvoll, die von einem hohen Wirkungsgradniveau ausgehen. Eine Nachrüstung kommt aus heutiger Sicht – auch vor dem Hintergrund der für die Amortisation der Zusatzmaßnahmen notwendigen noch verbleibenden Restlaufzeit – damit wohl nur für solche Kraftwerke in Betracht, die im Rahmen des jetzt anstehenden Kraftwerksersatzbedarfs errichtet werden (vgl. Fishedick et al. 2006). Dies sind für den Steinkohlebereich beispielsweise Kraftwerke nach dem Referenzkraftwerksprinzip mit einem elektrischen Wirkungsgradniveau von 46 Prozent und perspektivisch Kraftwerke der 700 °C-Technologie mit einer Umwandlungseffizienz von dann möglicherweise über 50 Prozent.

Zu berücksichtigen sind bei einer Nachrüstung auch die mögliche Einflussmaßnahme auf die Betriebsmöglichkeiten der Anlagen. Im Fall einer nachgeschalteten CO₂-Abtrennung (Post-Combustion) ist am konventionellen Kohlekraftwerk wohl keine nachteilige Beeinflussung der Lastdynamik und Regelbarkeit zu erwarten, da die MEA-Wäsche vergleichbare Anforderungen wie die in der Regel bereits vorhandenen Wäscher zur Rauchgasentschwefelung stellt.

3 MEA: Monoethanolamin

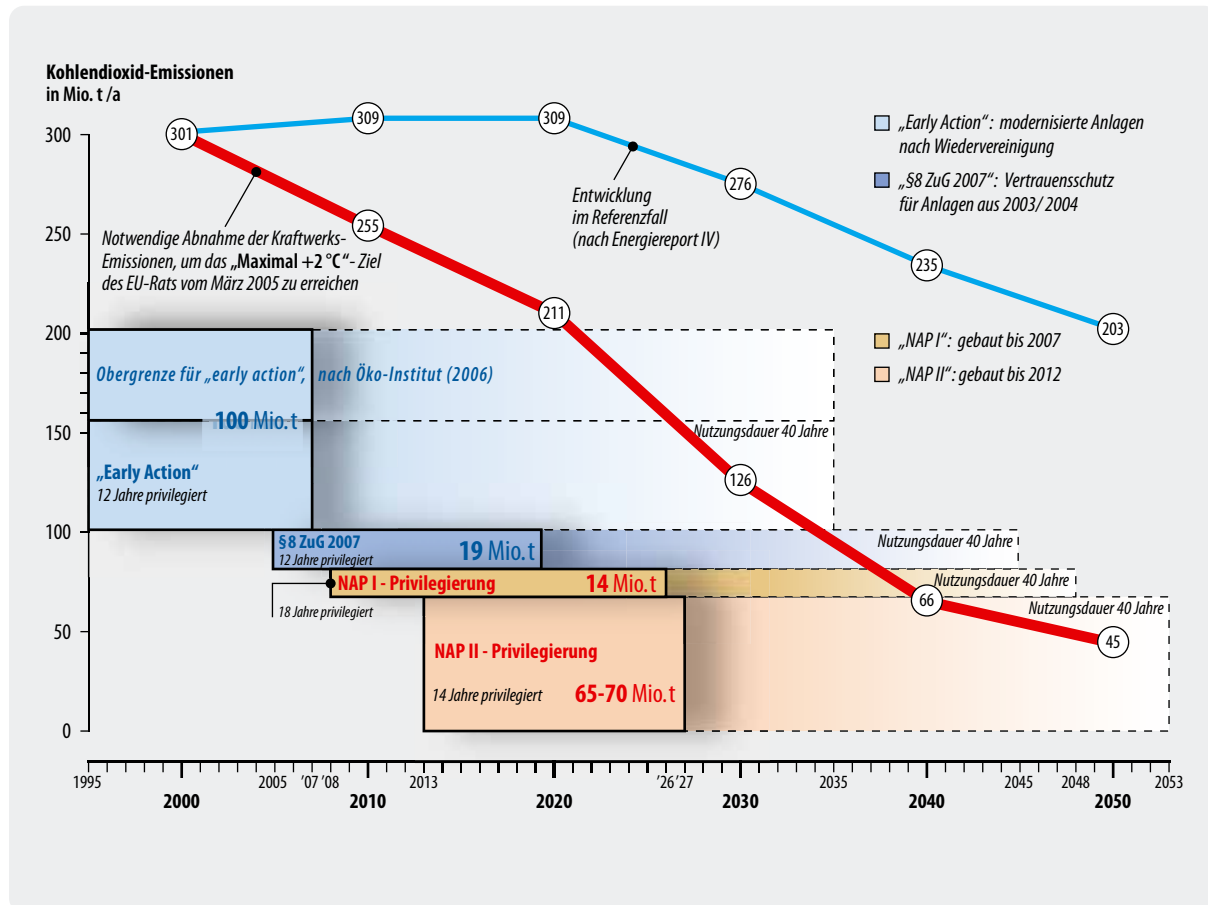


Abbildung 14-4: Resultierende Emissionen von bestehenden und geplanten Kraftwerken im Vergleich zu verschiedenen Emissionspfaden

Bei einer Pre-Combustion-Abtrennung in einem IGCC-Prozess ist die CO₂-Abtrennung ein wesentlicher Prozessschritt zwischen Vergasung und Gasturbine, welche eine enge regelungstechnische Kopplung der Prozessschritte bedingt. Weil die Prozessschritte nicht unabhängig voneinander betrieben werden können, sind bei diesem Konzept systemrelevante Auswirkungen der CO₂-Abtrennung zu erwarten, was eine Nachrüstbarkeit zwar nicht prinzipiell ausschließt, aber doch zumindest einschränkt. Im Vergleich zu Pre- und Post-Combustion-Konzepten zur CO₂-Abtrennung wird beim Oxyfuel-Kraftwerk die Lastdynamik und Regelbarkeit durch die CO₂-Abtrennung nicht oder nur geringfügig beeinflusst. Da bei der Sauerstoffverbrennung das Abgas hauptsächlich aus CO₂ und H₂O besteht, wird nicht das CO₂ aus dem Gas separiert, sondern der Wasserdampf durch Kondensation abgetrennt. Der Verbrennungs- und Dampfprozess ist davon weitgehend entkoppelt.

Die Frage der Nachrüstung von Kraftwerken einerseits und der Möglichkeiten, vorbereitend Maßnahmen treffen zu können (so genanntes „Capture-ready“-Konzept) andererseits, wird zunehmend zur Forschungsfrage. Diesbezügliche Arbeiten laufen z.B. im Rahmen des niederländischen CATO-Programms. Untersuchungen über eine „Capture-ready“-Konzeption werden derzeit aber auch für ein 350 bis 450 MW Kohlekraftwerk der Canadian Clean Power Coalition und Sask

Power angestellt. In Deutschland hat RWE Power angekündigt, neben der Errichtung einer IGCC-Anlage mit CO₂-Abtrennung bis zum Jahr 2014 auch an Nachrüstkonzepten arbeiten zu wollen (in Kooperation mit BASF und Linde). In den Niederlanden ist in der Diskussion, den Nachweis über „capture ready“ sogar verpflichtend für den Neubau von Kraftwerken zu machen.

Energiewirtschaftlich und klimapolitisch könnte der Nachrüstung dann eine hohe Bedeutung zukommen, wenn die derzeitigen Kraftwerksplanungen vollständig umgesetzt werden und sich früher oder später ein deutlicher Konflikt mit engagierten Klimaschutzzielen stellt.

In dem anstehenden Investitionsprogramm stecken zweifelsohne viele Chancen: Es ist wirtschafts- und beschäftigungspolitisch aussichtsreich, es ist industriepolitisch sinnvoll und hilft der deutschen Wirtschaft mit Blick auf die Exportmärkte. Es ist aber auch eine große Chance ökologischer Modernisierung. Geht man von den bisher bekannt gewordenen Planungen von bis zu 32 Kraftwerken mit einer installierten Leistung von rund 18 GW aus⁴ und unterstellt in erster Näherung,

⁴ Hiermit wird eine eher konservative Bilanz aufgestellt. Verschiedene Quellen sprechen auch von Kraftwerksplanungen in Höhe von bis zu 40 GW.

dass diese Anlagen lediglich Altkraftwerke gleichen Brennstoffs mit deutlich schlechterer Brennstoffausnutzung ersetzen, ergibt sich ein theoretischer CO₂-Einspareffekt von beachtlichen 24 Prozent.

Auf der anderen Seite stellen die nun angekündigten Kraftwerksneubauten strukturelle Festlegungen dar, die weit in die Zukunft reichen und deshalb auf Konflikte mit zukünftigen Entwicklungen hin zu prüfen sind. Dies gilt insbesondere für den langfristigen Umgang mit der klimapolitischen Herausforderung. Die Summe aller Bauvorhaben könnte sich damit als unverträglich erweisen. Dass die Neukraftwerke gegenüber dem Bestand, den sie ablösen, erheblich effizienter sind, verhindert das genannte Problem nicht: Selbst „viel besser“ kann in Zeiten des Klimawandels „nicht gut genug“ sein. Oder anders ausgedrückt: Neben der „Klasse der Anlagen“ ist für den Klimaschutz auch die bloße „Masse der Anlagen“ von Bedeutung.

Vergleicht man die Neubauplanungen mit spezifischen Vorgaben für die Entwicklung der CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 14-4), ist der potenzielle Konflikt offensichtlich.

Danach kommen Klimaschutzanforderungen und heute geplante Kraftwerke ab der dritten Dekade dieses Jahrhunderts in Konflikt. Anders ausgedrückt: Würden alle Kraftwerke wie geplant gebaut, würde damit schon heute festgelegt, dass eine restriktive (aber notwendige) Klimaschutzvorgabe nicht proportional auf den Kraftwerkssektor zu übertragen sein wird. Infolgedessen müsste der Kraftwerkssektor gegenüber anderen Sektoren besser gestellt werden, sollen die Gesamtziele eingehalten werden. Es ist fraglich, ob dies auf Dauer politisch so durchgehalten werden kann.

Wie bereits angesprochen, beruht der Konflikt in erster Linie auf der Masse der neu geplanten Anlagen. Ihre Anzahl könnte aber durch gezielte, volkswirtschaftlich zudem zumeist hoch attraktive Stromeinsparmaßnahmen und eine weitere Diversifizierung des Angebots erneuerbarer Energien deutlich verringert werden (vgl. Kapitel 14.3). Sind die Kraftwerke einmal gebaut, könnte sich mittelfristig die Notwendigkeit ergeben, die Anlagen mit einer CO₂-Abtrennung nachzurüsten. Insofern ist es konsequent, wenn für neu gebaute Kraftwerke schon heute die Möglichkeit der Nachrüstung von Einrichtungen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung vorgesehen wird (Capture-ready-Anlagen). Entsprechende Anreizregelungen sind bisher nicht vorhanden, wären aber durchaus denkbar und werden insbesondere auf europäischer Ebene derzeit diskutiert.

14.1.3 Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen

Aus energiewirtschaftlicher Sicht interessiert auch, auf welche Anwendungsbereiche sich die CCS-Technologie heute und perspektivisch bezieht und wie diese im Kontext zu anderen Klimaschutzstrategien zu sehen ist,

d.h. inwieweit sie mit diesen kompatibel ist oder aber es zu Konkurrenzbeziehungen kommt.

Anwendungsbereich von CCS

Die CO₂-Abtrennung und -Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralistischen Großkraftwerksstruktur an. Es bleibt zu diskutieren, in wie weit die CO₂-Abtrennung und Speicherung nur auf diese zentralen Einrichtungen beschränkt bleibt oder ob und wie perspektivisch auch die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Brennstoffzellen zur stationären Hausenergieversorgung, Kraftfahrzeuge⁵) hierfür direkt oder indirekt (z.B. durch vorgeschaltete Vergasung, CO₂-Abtrennung aus der Luft) erschlossen werden können.

Die Einbeziehung in dezentrale Strukturen ist zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt, über neue oder bestehende⁶ Rohrleitungssysteme verteilt und könnte dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste impliziert, auf der anderen Seite ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade. Inwieweit und in welchen Applikationen und Zeiträumen der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft sinnvoll ist und zu einer vernünftigen Energiebilanz führt, bleibt demnach zu prüfen.

Kompatibilität oder Nutzungskonkurrenz

Eine weitere Frage im Rahmen der energiewirtschaftlichen Analyse ist die der Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzoptionen. In Tabelle 14-1 ist eine tabellarische Übersicht dargestellt, in der eine Kompatibilitätsprüfung von CCS mit denjenigen Klimaschutzstrategien durchgeführt wird, die innerhalb des Szenarios NaturschutzPlus (BMU 2004) eine maßgebliche Rolle spielen. In dieser Matrix werden dabei sowohl auf mögliche negative Wechselwirkungen hingewiesen als auch positive Überschneidungen bzw. Überschneidungsmöglichkeiten aufgezeigt. Die Matrix stellt damit eine entscheidende Ausgangsbasis für die in Kapitel 14.3 dargelegte Szenariodefinition dar und behandelt bereits ansatzweise die Frage, ob CCS eher als Konkurrenz oder Brücke zum Ausbau erneuerbarer Energien zu sehen ist.

⁵ Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO₂ im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und würde sich zwangsläufig deutlich negativ auf die Energiebilanz auswirken.

⁶ Zum Beispiel Einspeisung in das Erdgasnetz.

Tabelle 14-1 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS (Grundannahme: Verfügbarkeit ab 2020) und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Betrachtungsebene Deutschland)

Grundannahme Verfügbarkeit CCS ab 2020/2025					
Technologie/ Strategie	Verfügbarkeit	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS	Potenziale	Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Fossile bzw. nukleare Stromerzeugung					
Effizientere zentrale Stromer- zeugung	Sofort (700 °C-Kraftwerk ab ca. 2015)	Wirkungsgradsteigerung schafft Spielraum für CCS	Wirkungsgradminderung; im Verbund mit REG ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW vermutlich nur einge- schränkt aufweisen (zusätz- liche Komponenten)	Signifikant abnehmend im Zeitverlauf	
Zentrale öffentliche und industrielle KWK	Sofort		In der Regel Gaskraftwerke wg. hoher Stromkennzahl (geringerer CCS-Anreiz), apparativer Aufwand für ind. Betreiber hoch (Platzbedarf kritisch)	Ersatz bestehender Kraft- werke	(Ja)
Dezentrale KWK	Sofort	Über Brennstoffversorgung mit Wasserstoff (insbesondere per- spektivisch bei Brennstoffzel- leneinsatz)	CCS nicht praktikabel für dezentrale Anwendungen (hohe Kosten)	Deutlicher Ausbau (16% Stromerzeugungsanteil in 2050), später mit Brenn- stoffzellen	(Ja)
Kernenergie	Sofort			Kein Neubau – Entwicklung gemäß Ausstiegsbeschluss	Ja – Frage der Akzeptanz aber entscheidender
Regenerative Stromerzeugung					
Wasserkraft	Sofort			Läuft in Sättigung	Nein
Windenergie (onshore)	Sofort		Im Verbund mit fluktuieren- der REG-Stromeinspeisung ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW ggf. nicht aufweisen	Läuft in Sättigung (jedoch Onshore- Repowering)	Nein
Windenergie (offshore)	2010		s.o.	Hoher Beitrag langfristig, Wind insgesamt 33% REG- Stromanteil (davon > 2/3 offshore)	Ja
REG-Import	Ab 2025			Anteil langfristig steigend (65 TWh in 2050, 13 % Stromerzeugungsanteil in 2050)	Ja – zeitlich starke Konkurrenz
Photovoltaik	Sofort		Im Verbund mit fluktuieren- der REG-Stromeinspeisung ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW ggf. nicht aufweisen	Mittelfristig begrenzte absolute Bedeutung in Deutschland	(Nein)
Biomasse	Vergasung ab 2015	Doppelte Dividende bei CCS (negative Emissionen), Multi- Fuel-Use denkbar z.B. bei Mit- verbrennung von Biomasse in Kraftwerken oder Kombi- vergasung	Wegen Brennstofflogistik, üblicherweise kleinere Anlagen, insbesondere bei KWK (< 20 MW)	Hohe Bedeutung der Bio- masse	Über Kombikonzent nachdenken
Geothermie (Wärme, Strom)	Ab 2015	Synergieprojekte denkbar (vgl. RWTH-Projekt ¹)	Konflikte denkbar, vor allem mit Blick auf die Wärmebereit- stellung, CCS ab 800 m Tiefe offene Prüffrage	Vorsichtig abgeschätzt 14,5 TWh in 2050 (entspricht gut 3 %)	

Technologie/ Strategie	Verfügbarkeit	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS	Potenziale	Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Effizienzsteigerung auf der Nachfrageseite					
Stromeinsparung	Sofort			Hoch, Einsparpotenzial in 2050 ca. 20 % gegenüber Referenzentwicklung	Ja – aber Effizienz-Technologien zeitlich früher verfügbar
Wärmeeinsparung	Sofort			Insbesondere im Gebäudebereich sehr hoch (z.B. Einsparpotenzial Passivhaus vs. EnEV-Haus: 80 %)	(Ja) (zu CCS-H ₂) – aber Effizienz-Technologien zeitlich früher verfügbar
Kraftstoff- bzw. Energieträgerbereitstellung					
Bio-Kraftstoffe				Begrenzter Einsatz von Bio-Kraftstoff (111 PJ in 2050 ²)	Nein
Wasserstoff (Kraftstoff, Erdgas- netzeinspeisung)		CO ₂ -armer Wasserstoff kann importiert werden (CO ₂ -Abtrennung am Bohrloch), Wasserstoffbereitstellung in IGCC-Anlagen (Kombiprozesse – Multi-Purpose)		Wasserstoff in begrenzten Mengen im Szenario (189 PJ in 2050) auf der Basis von REG-Strom	Über Kombikonzzept nachdenken
Mineralöl		Enhanced Oil Recovery schafft günstige wirtschaftliche Rahmenbedingungen			Internationaler Einstieg für CCS
Erdgas		Abtrennung von CO ₂ als Erdgas-Begleitgas			Internationaler Einstieg für CCS
Speichersysteme					
Druckluftspeicher	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind Speicher für REG-Fluktuationsausgleich wichtig		(Ja)
Wärme- und Kälte- speicher (saisonal)	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind saisonale Speicher für REG-Wärme- (und Kälte) Ausbau von hoher Bedeutung		(Ja)
<ol style="list-style-type: none"> 1 Einkopplung von CO₂ in den (Wasser-)Rücklauf von Geothermieprojekten zur Wärmeabgewinnung (geothermische Tiefbohrungen bei z.B. 1 500 m Tiefe) → Calzitbildung 2 Sehr restriktive Verwendung in Szenario NaturSchutzPlus I (Schwerpunkteininsatz im stationären Bereich); im Szenario NaturSchutzPlus II liegt der Anteil bei 300 PJ (dafür hier kein REG-H₂-Einsatz), eine vergleichbare Größenordnung zeichnet sich jetzt auch für das UBA-Kraftstoffsszenario ab. 					

Der Tabelle 14-1 folgend ergeben sich dabei die größten Konkurrenzbeziehungen (auch in zeitlicher Hinsicht) zum zentralen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind offshore, REG-Import). Kompatibilitätsprobleme stellen sich vor allem mit Blick auf die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung ein. Synergiemöglichkeiten und Kombinationslösungen scheinen bezüglich der Wasserstofferzeugung möglich. Bei der Geothermie sind durchaus noch offene Fragen zu klären: Hier scheinen sowohl Konkurrenzbeziehungen möglich als auch Synergieeffekte ausschöpfbar, da

es sich jedes Mal um die Nutzung der Untergrundstrukturen handelt. Aufgrund der wohl eng limitierten Anzahl von potenziell zu erschließenden CO₂-Speicherstandorten müssten diese aber in Summe begrenzt zu halten sein. Weitere Nutzungskonkurrenzen könnten sich ergeben, sollten Druckluftspeicher an Bedeutung gewinnen, etwa zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Evident sind die Nutzungskonkurrenzen mit der Erdgasspeicherung, die heute bereits teilweise auch in tief liegenden Aquiferen stattfindet.

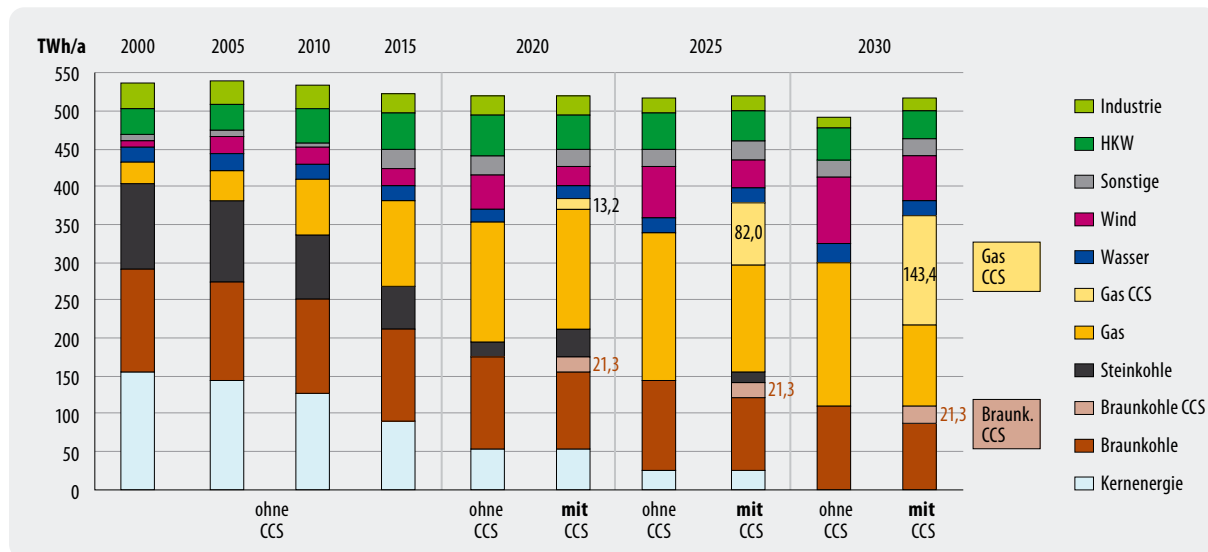


Abbildung 14-5: Entwicklung der Nettostromerzeugung im 40-Prozent- CO_2 -Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)

14.2 CCS in ausgewählten nationalen Klimaschutzszenarien aus der Literatur

Umfangreiche Untersuchungen über die zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO_2 -Abscheidung und Speicherung sind auf nationaler Ebene insbesondere vom Forschungszentrum Jülich durchgeführt worden (FZ Jülich 2006). Dabei wird unterschieden zwischen einer Referenzentwicklung und CO_2 -Reduktionspfaden, für die entweder konkrete Minderungsziele vorgegeben (40 % Minderung bis 2030 gegenüber dem Jahr 1990) oder aber feste Zertifikatspreise gesetzt werden. Für beide zuletzt genannte Varianten wird zudem zwischen solchen mit und ohne Einbeziehung von Technologien zur CO_2 -Abtrennung und Speicherung unterschieden. Frühestmöglicher Inbetriebnahmezeitpunkt von CCS-Anlagen ist das Jahr 2020. Modelltechnisch wird auf der Grundlage des getroffenen Annahmensets die kostenoptimale Minderungsstrategie bestimmt.

Erwartungsgemäß führt die Vorgabe eines Emissionsziels zu deutlichen Auswirkungen auf die Entwicklung des Kraftwerksmixes (vgl. Abbildung 14-5). Insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien aber auch derjenige von Erdgas nimmt gegenüber Referenzbedingungen zu. Die Stromnachfrage insgesamt liegt leicht unterhalb des Referenzwertes. Vergleicht man die Klimaschutzszenarien untereinander, fällt auf, dass gegenüber dem Subscenario ohne CCS im Subscenario mit CCS der Zubau der Windenergie einerseits und von Heizkraftwerken andererseits geringer ausfällt. Zudem werden unter Einschluss der Option CCS im geringeren Umfang Stromeinsparmaßnahmen umgesetzt.

Vom Modell werden die Zubaumöglichkeiten für CCS-Kraftwerke vollständig ausgeschöpft, wobei zu größte-

ren Anteilen solche auf Erdgasbasis zugebaut werden. Nach eigenen Angaben reagiert das Modell diesbezüglich aber sehr sensitiv auf die eingestellte Relation zwischen Erdgas- und Kohlepreisen. Trotz der erst späten Einführungsphase wird im Subscenario mit CCS im Jahr 2030 bereits ein Anteil von CCS-Kraftwerken von ca. 32 Prozent erreicht⁷. Würde man auf die im Modell gesetzten Zubaurestriktionen verzichten, resultierte ein Beitrag von sogar 43 Prozent bezogen auf die Stromerzeugung des Jahres 2030.

Unter diesen Voraussetzungen trägt der Umwandlungssektor im noch stärkeren Maße als ohne Berücksichtigung von CCS zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Mit 85 Prozent (70 Prozent ohne CCS) wird der weit überwiegende Anteil der Emissionsminderung im Umwandlungsbereich erbracht, der heute für etwas mehr als 40 Prozent der CO_2 -Emissionen verantwortlich ist. Im Vergleich zu anderen Arbeiten (z.B. dem NaturschutzPlus-Szenario (BMU 2004)) scheint damit – auch wenn die Verringerung der Stromnachfrage gegenüber Referenzbedingungen sich im Umwandlungssektor emissionsseitig niederschlägt – die nachfrageseitige Minderung der CO_2 -Emissionen deutlich unterschätzt worden zu sein. Maßgeblich hierfür sind einerseits die relativ optimistischen Kostenannahmen für CCS-Kraftwerke sowie die Annahme niedriger Steigerungsraten für zukünftige Preise fossiler Energien (die teilweise noch unter den Annahmen aus EWI/Prognos 2005 liegen). Andererseits wirkt sich aber in noch stärkeren Maße aus, dass die Realisationsmöglichkeiten von Energieeinsparungen vom FZ Jülich grundsätzlich pessimistischer eingeschätzt und hierfür deut-

⁷ Auch der für 2020 angesetzte Stromerzeugungsanteil aus CCS-Kraftwerken erscheint optimistisch bzw. ist nicht plausibel, da dieses Jahr allgemein hin erst als Beginn der Kommerzialisierung angesehen wird.

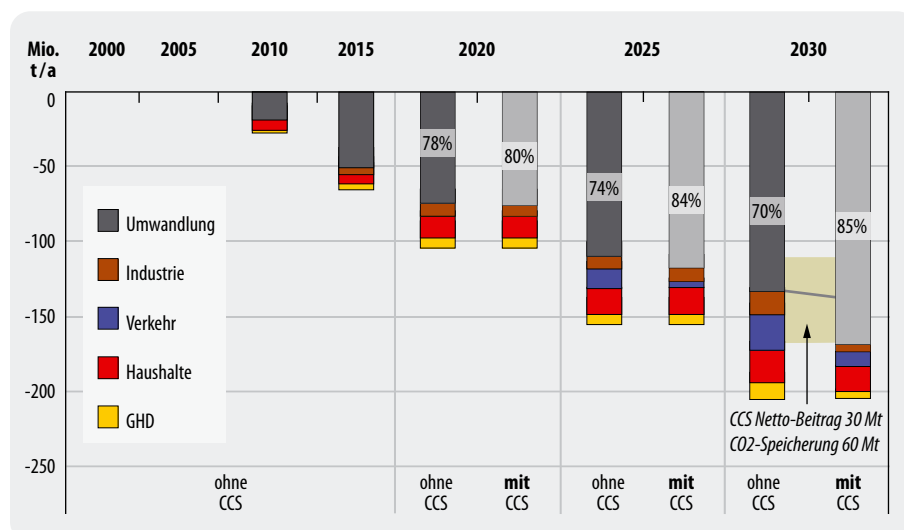


Abbildung 14-6:
Sektorale Aufteilung der CO₂-
Reduktionen im 40-Prozent-
CO₂-Minderungsszenario mit
und ohne CCS des FZ Jülich
(FZ Jülich 2006)

lich höhere Kosten angesetzt werden. Ähnliches gilt im übrigen auch für den Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Modellrechnung mit Kostenannahmen, die den in dem RECCS-Bericht benutzten entsprechen, wäre daher eine sinnvolle Fortführung der Analysen.

Unter diesen Voraussetzungen trägt der Einsatz von CCS-Kraftwerken im Vergleich zwischen beiden Sub-szenarien netto ungefähr 30 Mio. t CO₂ (rund 15 Prozent) zum Erreichen des Minderungsziels bei. Damit – so die Ergebnisse der Modellrechnungen – soll über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 eine Kosteneinsparung von kumuliert etwa 20 Mrd. EUR verbunden sein. Die spezifischen Differenzkosten (gegenüber der Referenzentwicklung) für die Erreichung des Klimaschutzziel könnten dadurch etwa halbiert werden.

In den parallel durchgeführten Rechnungen vom FZ Jülich zeigt sich, dass auch die Vorgabe einer CO₂-Zertifikatspreisentwicklung eine signifikante Auswirkung auf die Einbeziehung von CCS-Kraftwerken hat. Bei einem Zertifikatspreis von 40 EUR/t CO₂ im Jahr 2030 erhöht sich der CO₂-Minderungsbeitrag gegenüber dem Subscenario ohne CCS um rund 50 Mio. t auf dann insgesamt 150 Mio. t CO₂/a gegenüber der Referenzentwicklung deutlich.

Zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich der Steuerungswirkung von Zertifikatspreisen kommen Untersuchungen am DIW in Berlin. Hier wurde untersucht, welchen Einfluss umwelt- und klimaschonende Innovationen – insbesondere Gas- und Dampfkraftwerke auf Erdgasbasis (NGCC) oder mit integrierter Kohlevergasung (IGCC), Windenergie (on- und offshore) sowie CCS – auf ein künftiges Stromsystem in Deutschland haben könnten. Mit Hilfe des energieökonomischen Simulationsmodells SGM Germany werden dort die ökologischen und wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Technologie- und Politikannahmen analysiert. Es zeigt sich, dass weiterentwickelte Windkraftanlagen und Kohleverstromung mit CO₂-Rückhaltung von 2015 an ab

einem CO₂-Preis von ungefähr 30 Euro pro Tonne zum Einsatz kommen könnten. Mit steigendem Zertifikatspreis erhöht sich dieser Anteil, so dass bis Mitte des Jahrhunderts bei einem möglichen Zertifikatspreis von etwa 50 EUR/t CO₂ schon ungefähr 50 Prozent der deutschen Stromerzeugung auf diesen Technologien beruhen könnten.

14.3 Strategische Bedeutung von CCS auf Basis eigener Szenarioanalysen

Wie im vorhergehenden Kapitel bereits abgeleitet wurde, sind die Ergebnisse von Modellrechnungen im hohen Maße von den getroffenen Annahmen abhängig. Das gilt insbesondere für die ökonomischen Grunddaten der zur Verfügung stehenden Alternativen und die Entwicklung der Energieträgerpreise. Nachfolgende Überlegungen setzen am Beispiel Deutschlands darauf auf und stellen im Rahmen eigener Szenariobetrachtungen jenseits von Optimierungsmodellen die Frage nach der strategischen Bedeutung von CCS für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele.

14.3.1 Storylines für politikrelevante CCS-Szenarien

Vor dem Hintergrund der zuvor dargelegten Wechselwirkungsmatrix (Tabelle 14-1) und Vorüberlegungen, wie sie im Rahmen der Szenariostudien für BMU und Umweltbundesamt (UBA 2006b, BMU 2004, WI/DLR 2002) für den Umgang mit engagierten Klimaschutzziele⁸ vorliegen, werden im Rahmen dieses Projektes drei verschiedene Szenarien abgeleitet (Bezeichnung in Klammern = Szenariobezeichnung):

⁸ Minderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 Prozent gegenüber dem Bezugsjahr 1990.

- **CCS als Hauptelement einer Klimaschutzstrategie**, also maximaler Einsatz von CCS-Technologien im Rahmen einer sonst (hinsichtlich Energieverbrauch und Ausbau erneuerbarer Energien) aus Referenzentwicklungen abgeleiteten Entwicklung (Kurzbezeichnung: **CCSMAX**)
- **Vermeidung von CCS** durch große Erfolge bei der Effizienzsteigerung und durch den engagierten Ausbau von Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien, wie er z.B. in den Szenarien „NaturschutzPlus“ nach [BMU 2004 und BMU 2005] beschrieben wurde (Kurzbezeichnung: **NATP**)
- **CCS als Brücke zu Erneuerbaren Energien** in einem Szenario, bei dem Effizienzsteigerungen und Ausbau erneuerbarer Energien nicht in ausreichendem Maße mobilisiert werden können, um alleine das Klimaschutzziel rechtzeitig zu erreichen (Kurzbezeichnung: **BRIDGE**)

Dabei werden keine vollständig neuen Szenarien entwickelt, sondern als Ausgangsszenarien das modifizierte und an die aktuellen Rahmenbedingungen angepasste Szenario NaturschutzPlus (vgl. BMU 2004, UBA 2006b)⁹ und die Referenzprognose des Energiereports IV von EWI/Prognos verwendet. Für alle Ansätze wird von einem im Jahr 2050 zu erreichenden Klimaschutzziel ausgegangen bzw. geprüft, ob es erreichbar ist. Dieses Ziel wird durch das Szenario NATP vorgegeben und beträgt 242 Mio. t CO₂ im Jahr 2050. Darüber hinaus sind die Szenarien durch spezifische Storylines bestimmt, die nachfolgend dargestellt werden. Die Szenarien sind in ihren Kernergebnissen im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

Szenario „CCS als Hauptklimaschutzstrategie (CCSMAX)“

Wird CCS als Hauptstrategieelement für den Klimaschutz gewählt, kann dies auf zwei Ebenen zum Tragen kommen:

- **Zentrale Stromerzeugung** (im wesentlichen Kondensationsstromerzeugung): Treibende Kräfte sind hier, dass an bestehenden Strukturen (inklusive Betreiberstrukturen) festgehalten werden könnte, dass Kohle als der reservenreichste fossile Energieträger weiterhin Verwendung finden könnte und dass diese Option industriepolitisch auch ein Modell für andere Länder mit größeren Kohlevorkommen sein könnte.
- **Zentrale Wasserstoffbereitstellung** (Basis Kohlevergasung): Mit einer emissionsarmen Stromerzeugung

allein kann der notwendige Reduktionsbedarf an CO₂ nicht erbracht werden. Im Verkehrssektor können darüber hinaus biogene Kraftstoffe – neben der Effizienzsteigerung – nur einen begrenzten Klimaschutzbeitrag leisten. Treibende Kraft einer Erweiterung der CCS-Option wäre hier also eine Diversifizierung des Kraftstoffangebots in Richtung Wasserstoff aus Gründen der Versorgungssicherheit.

Aufgrund der strukturellen Vorgaben (starke Fokussierung auf Großkraftwerkstechnologien) bietet es sich an, das Szenario ausgehend vom vorliegenden Energiereport IV (d.h. einer „Business-as-usual“-Betrachtung) mit der Zielsetzung zu entwickeln, dass vergleichbare Klimaschutzvorgaben (80-Prozent-Ziel) eingehalten werden.

Beim Ausbau der CCS-Struktur wirkt einerseits die vorhandene Altersstruktur des Kraftwerkspark restriktiv, andererseits ist zu berücksichtigen, dass ein Wasserstoffsystem nicht beliebig schnell aufgebaut werden kann. Denkbare Schritte in der zeitlichen Abfolge wären hier zunächst der Einstieg über die zentrale Versorgung von Großverbrauchern (z.B. Flughäfen), der Aufbau von Inselsystemen und die Teileinspeisung ins Erdgasnetz. Daraufhin könnte der sukzessive Aufbau von ersten Mischgasstrukturen (inklusive notwendiger Anpassungen der Anwendungstechnologien an das Mischgas) und schließlich der zeitlich und regional schrittweise Übergang auf Wasserstoffsysteme folgen.

Szenario „CCS als Brücke zum Ausbau erneuerbarer Energien (BRIDGE)“

CCS versteht sich in diesem Szenario als ergänzende Technologie zu einer Klimaschutzstrategie, die zwar auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz setzt, diese aber aufgrund uneinheitlicher Interessenkonstellationen bzw. zu großer Hemmnisse nicht mit ausreichender Intensität umsetzen kann.

Im Unterschied zu Überlegungen, CCS ausschließlich in der Funktion einer reinen Back-Stop-Technologie zu betrachten (die Technologie kommt erst dann zum Einsatz, wenn andere Maßnahmen nicht die hinreichende Wirkung zeigen), wird hier also von vornherein ein Zukunftspfad entwickelt, der das Strategieelement CCS einbezieht und für das rechtzeitige Erreichen des Klimaschutzziels als notwendig erachtet. Analysiert werden soll hier insbesondere zum einen die Frage, in wie weit über CCS der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen (inkl. dem Ausbau der dezentralen KWK) gestreckt werden kann. Zum anderen soll geprüft werden, ob sich CCS auch als längerfristige (dem Ausbau erneuerbarer Energien kompatible) Ergänzungs- und Übergangsoption für die im Szenario NATP stark ausgebauten Technologieoptionen erweisen kann.

⁹ Im Rahmen der Untersuchung von Kraftstoffstrategien für das Umweltbundesamt (UBA 2006b) wurden die für das BMU entwickelten Klimaschutzszenarien (BMU 2004) auf die sich mittlerweile veränderten Ausgangsbedingungen (z.B. Bevölkerungsentwicklung) im Einklang mit dem Energiereport IV von EWI/Prognos abgestimmt.

Tabelle 14-2: Demografische und ökonomische Eckdaten der Szenarien

Eckdaten	1996	1998	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio.)	81,94	82,11	82,21	82,41	82,41	82,41	81,39	79,42	77,30	75,12
Erwerbstätige (Mio.)	37,27	37,62	38,75	38,67	38,76	38,92	38,95	37,50	37,00	35,80
Haushalte (Mio.)	37,30	37,60	38,15	38,76	39,15	39,67	40,02	39,72	39,20	38,50
Wohnungen (Mio.)	36,10	36,80	37,06	37,27	37,60	38,20	39,80	40,85	39,50	38,50
Wohnfläche (Mio. m ²)	3 080	3 200	3 281	3 347	3 450	3 615	4 010	4 406	4 560	4 510
Beheizte Nutzfläche (Mio. m ²)	1 310	1 385	1 458	1 465	1 485	1 514	1 539	1 500	1 480	1 432
BIP (Mrd. EUR, 2000)	1 870	1 934	2 030	2 050	2 110	2 306	2 691	3 050	3 355	3 600
Anzahl Pkw (Mio.)	41,00	41,70	42,84	44,52	44,83	46,96	50,60	51,90	52,38	52,09
Personenverkehr (Mrd. Pkm)			1 169	1 186	1 220	1 285	1 433	1 511	1 560	1 536
Güterverkehr (Mrd. tkm)			490	496	535	607	748	843	918	980
Spezifische Werte										
Personen/Haushalt	2,20	2,18	2,15	2,13	2,11	2,08	2,03	2,00	1,97	1,95
Wohnfläche/Kopf (m ²)	37,6	39,0	39,9	40,6	41,9	43,9	49,3	55,5	59,0	60,0
Wohnfläche/Wohnung (m ²)	85,3	87,0	88,5	89,8	91,8	94,6	100,7	107,9	115,4	117,1
Pkw/Haushalt	1,10	1,11	1,12	1,15	1,15	1,18	1,26	1,31	1,34	1,35
Nutzfläche/Beschäftigte (m ²)	35,1	36,8	37,6	37,9	38,3	38,9	39,5	40,0	40,0	40,0
BIP/Kopf (EUR, 2000)	22 822	23 554	24 692	24 875	25 603	27 982	33 062	38 403	43 402	47 923
Personenverkehr/Kopf (Pkm)			14 219	14 391	14 804	15 593	17 606	19 025	20 181	20 447
Güterverkehr/Kopf (tkm)			5 960	6 018	6 492	7 366	9 190	10 614	11 876	13 046
Index (2000 = 100)										
Bevölkerung	99,7	99,9	100,0	100,2	100,2	100,2	99,0	96,6	94,0	91,4
Beschäftigte	96,2	97,1	100,0	99,8	100,0	100,4	100,5	96,8	95,5	92,4
Haushalte	97,8	98,6	100,0	101,6	102,6	104,0	104,9	104,1	102,8	100,9
Wohnungen	97,4	99,3	100,0	100,6	101,5	103,1	107,4	110,2	106,6	103,9
Wohnfläche	93,9	97,5	100,0	102,0	105,2	110,2	122,2	134,3	139,0	137,5
beheizte Nutzfläche	89,8	95,0	100,0	100,5	101,9	103,8	105,6	102,9	101,5	98,2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	92,1	95,3	100,0	101,0	103,9	113,6	132,6	150,2	165,3	177,3
Anzahl Pkw	95,7	97,3	100,0	103,9	104,6	109,6	118,1	121,1	122,3	121,6
Personenverkehr	0,0	0,0	100,0	101,5	104,4	109,9	122,6	129,3	133,4	131,4
Güterverkehr	0,0	0,0	100,0	101,2	109,2	123,9	152,7	172,0	187,3	200,0
BIP-Wachstum %/a		1,68	2,42	0,49	0,96	1,78	1,54	1,25	0,95	0,70
Bis 2030: nach EWI/Prognos 2005; eigene Fortschreibung bis 2050										
Verkehrsleistung und Anzahl Pkw nach UBA 2006										

14.3.2 Definition und Eckdaten der Szenarien

Die für alle Szenarien erforderlichen demografischen und ökonomischen Ausgangsgrößen sind (EWI/Prognos 2005) entnommen. Sie wurden lediglich hinsichtlich der Entwicklung der Verkehrsleistung modifiziert. Dazu wurden Überlegungen aus (UBA 2006) verwendet (Tabelle 14-2). Allerdings wurde die hier benutzte Referenzentwicklung ausgehend vom Jahr 2005 bestimmt. Damit ergeben sich für die nahe Zukunft (Stützjahr

2010) einige Abweichungen zu den energetischen Eckdaten im Energiereport IV. In allen Szenarien wird auch der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie zeitgerecht vollzogen.

Die in (BMU 2004) entwickelten Szenarien NaturschutzPlus I und II, die als Basis für das hier verwendete Szenario NATP dienen, basierten hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Daten im Wesentlichen auf dem Jahr 2000. Zwischen-

Tabelle 14-3: Primär- und Endenergieverbrauch sowie Bruttoerzeugung der drei Szenarien aufgeschlüsselt nach Energiequellen

Zeitpunkt/ Szenarien	Gesamte Energieversorgung (PJ/a)						Stromerzeugung							
	Primärenergie (PEV)		Endenergie (END)		Erneuerbare (EE)		Bruttoerzeugung (TWh/a)				Installierte Leistung (GW)			
	Gesamt	davon fossil	Gesamt	davon Strom	(PEV)	(END)	Gesamt	EE	Kern-energie	Fossil	Gesamt	EE	Kern-energie	Fossil
2005	14 238	11 833	9 118	1 836	658	572	613	62	163	387	131,2	26,9	21,3	83,0
2020														
CCSMAX	12 980	11 556	8 800	1 886	1 097	892	591	112	30	449	139,4	40,9	4,3	94,2
BRIDGE	12 565	10 861	8 531	1 796	1 377	1 072	575	127	30	418	144,3	51,3	4,3	88,7
NATP	12 071	10 174	8 291	1 710	1 570	1 230	551	159	30	362	147,7	61,1	4,3	82,3
2030														
CCSMAX	12 375	11 068	8 403	1 853	1 300	1 084	581	145	0	436	142,5	49,1	0,0	93,4
BRIDGE	11 699	9 957	7 977	1 746	1 742	1 392	559	168	0	391	147,5	61,2	0,0	86,3
NATP	10 534	8 237	7 689	1 638	2 297	1 886	529	265	0	264	158,4	87,1	0,0	71,3
2050														
CCSMAX	12 483	10 837	7 309	1 782	1 646	1 392	569	197	0	372	146,2	63,8	0,0	82,4
BRIDGE	10 419	8 010	6 523	1 598	2 409	2 002	542	245	0	297	148,3	74,2	0,0	74,1
NATP	8 122	4 696	6 025	1 512	3 426	2 881	534	384	0	150	158,3	111,5	0,0	46,8

zeitlich sind beträchtliche Veränderungen sowohl im energiewirtschaftlichen Umfeld als auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien eingetreten. Bereits die „Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030“ im Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) kommt im Hinblick auf wahrscheinliche Trendentwicklungen zu deutlich anderen Ergebnissen als die von der Enquete-Kommission im Jahr 2002 vorgestellte Referenzentwicklung. Aber auch in dieser relativ aktuellen Studie – die im wesentlichen auf Daten des Jahres 2002 aufbaut – sind die jüngsten Energiepreisanstiege und der rasche Anstieg des Beitrags der erneuerbaren Energien im Strom- und Kraftstoffbereich in den letzten Jahren nicht berücksichtigt. Die im Kraftwerksbereich in absehbarer Zeit anstehenden Kraftwerkserrichtungen sind entsprechend den bekannten Planungen der Energieversorger eingebaut.

Das **Szenario NATP** beschreibt eine Entwicklung, die den energiepolitisch eingeleiteten Ausbau erneuerbarer Energien verstetigt und ihn zunehmend mit wachsenden Beiträgen einer effizienteren Umwandlung (KWK) und Nutzung (EFF) von Energie verknüpft. Es beschreibt die kurz- bis mittelfristigen Wirkungen der gegenwärtigen Energiepolitik der Bundesregierung und setzt diese günstigen Rahmenbedingungen fort. Es wird an den Klimaschutzzielen der Bundesregierung und an den vereinbarten Ausbauzielen der EE festgehalten. Die dazu erforderlichen Instrumente bleiben in dem jetzigen Ausmaß wirksam (z.B. EEG, KWK-Gesetz; Steuerbefreiung bzw. Beimischungspflicht für Biokraftstoffe) bzw. werden noch verstärkt (EE-Förderinstrument im Wärmemarkt). In früheren und laufenden Untersuchungen (BMU 2004; BMU 2006) hat sich gezeigt,

dass die bisher angestoßene Wachstumsdynamik der erneuerbaren Energien in absehbarer Zeit noch mindestens in dem jetzigen Umfang beibehalten werden muss, wenn die Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien im Energiemarkt ohne weitere Förderinstrumente, führen soll.

Das Szenario NATP führt in konsequenter Fortsetzung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2050 und unter der Annahme einer erfolgreichen Mobilisierung von Effizienzpotenzialen bei der Energienutzung und -wandlung zu einer deutlichen Reduktion fossiler Energien und damit zu einer beträchtlichen Reduktion von CO₂-Emissionen. Es folgt im Wesentlichen dem in Abbildung 14-4 gezeigten unteren Reduktionspfad. Im Jahr 2050 werden noch rund 240 Mio. t CO₂/a emittiert, was einer Reduktion des Bezugswerts von 1990 um 76 Prozent entspricht. Der Einsatz von CCS-Technologien wird aus Klimaschutzgründen nicht erforderlich. Dieses Szenario ist der Idealtyp einer engagierten Klimaschutzpolitik auf der Basis der Strategieelemente „Effizienz“ und „Erneuerbare-Energien-Ausbau“ und dient so auch als Messlatte für die anderen Szenarien hinsichtlich der zu vermeidenden CO₂-Emissionen mittels CCS.

Das ursprüngliche Szenario NaturschutzPlus wurde vor diesem Hintergrund aktualisiert. Als Basis für alle energetischen Ausgangsdaten dient das Jahr 2005¹⁰. Sowohl die Effizienzpotenziale im Strom-, Wärme-

10 Hierbei waren zum Zeitpunkt der Bearbeitung einige Daten der Gesamtenergieversorgung 2005 noch vorläufig.

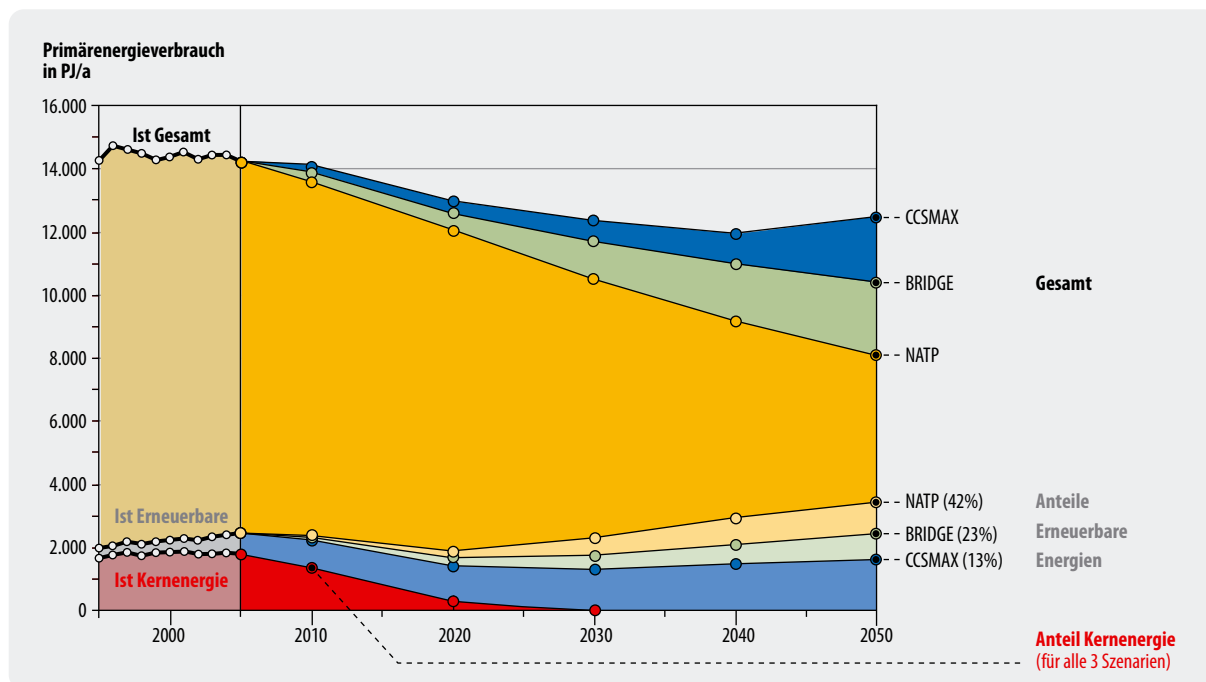


Abbildung 14-7: Entwicklung der Primärenergieverbräuche in den drei Szenarien mit Darstellung der Anteile der Primärenergiearten Nuklear und Erneuerbar

und Verkehrssektor als auch das Teilsegment „Kraft-Wärme-Kopplung“ wurden unter Verwendung der aktuellen Datenbasis neu bewertet. Die wichtigsten Anpassungen in diesen Bereichen beziehen sich einerseits auf den kurzfristig zu erwartenden Stromverbrauch, andererseits auf die derzeit tatsächlich in KWK erzeugte Strom- und Wärmemenge und ihre kurzfristigen Ausbauperspektiven. Der Ausgangswert für die Bruttostromerzeugung wird mit 613 TWh/a in 2005 (Vergleichswert für 2000: 571 TWh/a) deutlich höher angenommen als noch in (BMU 2004). Der aus fossilen Energieträgern bereitgestellte KWK-Strom stagniert seit rund 10 Jahren bei rund 50–53 TWh/a. In jüngerer Zeit ist aber, vor dem Hintergrund steigender Strompreise und dem Handel mit CO₂-Zertifikaten, wieder ein leichter Anstieg festzustellen. Für 2005 wird von einem Wert von 53 TWh/a ausgegangen. Infolge der günstigen Rahmenbedingungen des EEG kommen derzeit bereits rund 10 TWh/a KWK-Strom aus Biomasse einschließlich Biogas hinzu.

Das **Szenario CCSMAX** führt in Fortführung der derzeitigen Energiepolitik (auf der Basis der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose nach EWI/Prognos 2005) zwar zu gewissen trendmäßigen Fortschritten bei der weiteren Verbreitung von Effizienz- und EE-Technologien. Allerdings ist der Fortschritt bei weitem nicht ausreichend, um die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Das Szenario bildet damit eine mittelfristig unzulängliche Klimaschutzpolitik ab, die ab etwa 2020 auch den Einsatz von CCS-Technologien erforderlich machen würde, wenn dann versucht wird, das Klimaschutzziel 2050 doch noch rechtzeitig zu erreichen. Mit ihm lässt sich der maximale Beitrag von CCS von der

Nachfrageseite her abbilden, der für die deutsche Energieversorgung bis 2050 benötigt würde. Ein Zurückfallen hinter dem in der Referenzentwicklung angenommenen Ausbau von Effizienz und EE-Technologien wird nicht angenommen.

Im Sinne einer gegenüber der Referenzentwicklung forcierten Klimaschutzpolitik wird das **Szenario BRIDGE** definiert, das einerseits Effizienz- und EE-Strategien im Vergleich zur Referenzentwicklung stärkt. Da aber andererseits wesentliche Akteure in Energiepolitik und -wirtschaft von vornherein damit rechnen, dass diese beiden Strategieelemente nicht ausreichen werden, um das 80-Prozent-Klimaschutzziel zu erreichen, werden hier CCS-Technologien ab etwa 2020 als Teil einer Gesamtstrategie zum Erreichen der Klimaschutzziele einbezogen.

Die sich aus diesen Annahmen ergebenden Eckdaten für die Gesamtenergieversorgung und im Speziellen für die Stromerzeugung fasst Tabelle 14-3 zusammen. Die strukturellen Unterschiede in der Primärenergieversorgung der Szenarien und den Anteilen der Energiequellen macht Abbildung 14-7 deutlich.

Der Primärenergieverbrauch zeigt bereits in der Referenzentwicklung und damit auch in CCSMAX eine leicht abnehmende Tendenz, da davon ausgegangen wird, dass durch die stetige trendmäßige Fortschreibung der Verbesserung der Energieproduktivität das angenommene Wachstum an Energiedienstleistungen (ausgedrückt durch das BIP-Wachstum) überkompensiert werden kann. Längerfristig wirkt sich zusätzlich der Bevölkerungsrückgang in Deutschland aus. Den

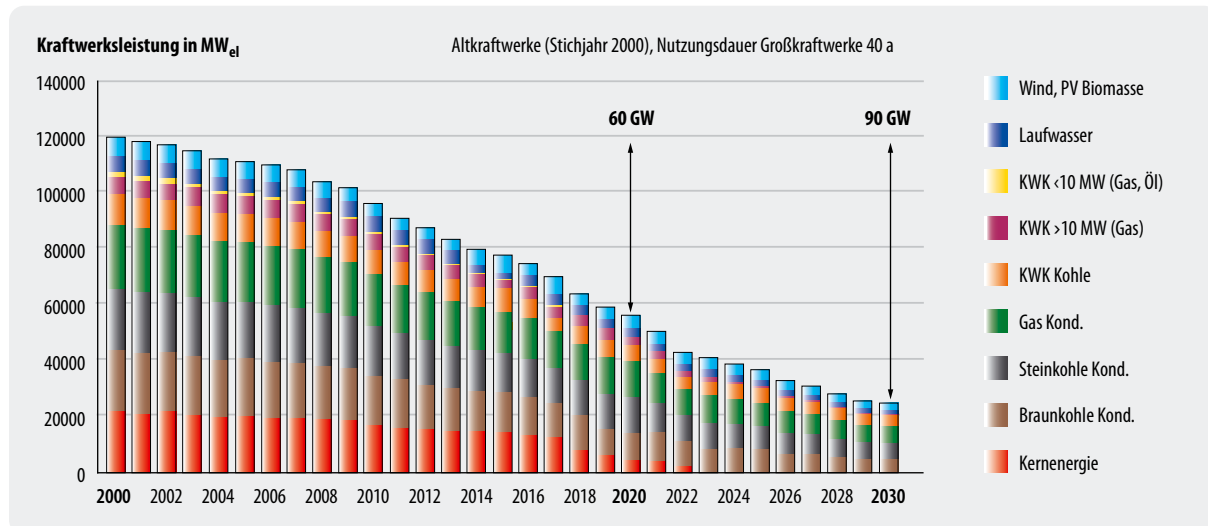


Abbildung 14-8: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“, differenziert nach (großen) Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken einschließlich dezentraler KWK-Anlagen (< 10 MW) und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030

großen Spielraum bei der Ausschöpfung der technisch-strukturellen Effizienzpotenziale nutzt aber nur das Szenario NATP aus. Dabei sind nur die zum jeweiligen Zeitpunkt wirtschaftlichen Potenziale berücksichtigt. Bei den beiden anderen Szenarien werden strukturelle und institutionelle Hemmnisse unterstellt, die eine wirkungsvolle Ausschöpfung dieser Potenziale in unterschiedlich starkem Ausmaß behindern.

In den beiden Szenarien *mit* Einsatz von CCS wird die Abnahme des Primärenergieverbrauchs nach 2020 gebremst durch den zunehmenden Primärenergieeinsatz für die CO₂-arme Strom- und Wasserstoffbereitstellung. Beim Szenario CCSMAX steigt dadurch der Primärenergieeinsatz nach 2040 sogar wieder an. In diesem Szenario ist daher der fossile Energieeinsatz im Jahr 2050 mit 10 837 PJ/a nur um 9 Prozent niedriger als heute mit 11 830 PJ/a. Im Szenario BRIDGE sinkt der fossile Primärenergieeinsatz bereits um 33 Prozent und im Szenario NATP beträchtlich um 60 Prozent. Da bis 2050 das BIP um 75 Prozent gegenüber 2005 wächst, reduziert sich in diesem Szenario die Primärenergieintensität bis 2050 auf 34 Prozent des heutigen Wertes. Damit sind die technisch-strukturellen Grenzen, die nach ausführlichen Untersuchungen der Enquete-Kommission (Enquete 2002) bei einem mittleren Wert von ca. 25 Prozent liegen („Faktor Vier“) jedoch noch nicht erreicht. Insbesondere der Verkehrssektor und der Stromeinsatz besitzen dann noch weitere Reduktionspotenziale.

In allen Szenarien steigt der Beitrag der erneuerbaren Energien. Gemessen an der Wachstumsgeschwindigkeit der letzten 5–7 Jahre ist aber im Szenario CCSMAX der weitere Zuwachs sehr stark gedämpft. So steigt ihr Beitrag im Szenario CCSMAX innerhalb der nächsten 45 Jahre nur leicht auf das 2,5-fache des heutigen Wertes an. Das entspricht einer Politik, die bestehende Förderinstrumente in absehbarer Zeit auslaufen lässt bzw. in

einigen Bereichen (z.B. Wärmeversorgung) erst gar nicht etabliert. Im anderen Grenzfall NATP wird die gegenwärtige Wachstumsgeschwindigkeit der EE dagegen über die nächsten Jahrzehnte aufrechterhalten. Weiterhin hängt vom Verlauf des Primärenergieverbrauchs ab, wie rasch die relativen Anteile der EE wachsen. Ihr Beitrag liegt im Szenario NATP im Jahr 2050 mit 3 426 PJ/a absolut um den Faktor 2 über demjenigen des Szenarios CCSMAX, erreicht aber mit 42 Prozent mehr als den dreifachen Anteil.

14.3.3 Szenarien-Entwicklung von CCS-Technologien im Stromsektor

Die Intensität des Strukturwandels in der Stromerzeugung wird in wesentlichem Ausmaß durch den notwendigen Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke vorgegeben. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, der weitere Verlauf des Wachstums der erneuerbaren Energien und die Entwicklung des Stromverbrauchs beeinflussen diesen Wandel zusätzlich.

Abbildung 14-8 gibt für den Zeitraum nach 2000 eine sog. Kraftwerks-Sterbelinie für den deutschen Kraftwerkspark wieder. Unter der Annahme einer 40-jährigen Nutzungsdauer für Großkraftwerke lässt sich aus dieser Sterbelinie folgender Kraftwerksersatzbedarf ableiten: Von den bis zum Jahr 2000 errichteten Kraftwerken sind bis 2020 insgesamt 60 GW zu ersetzen und zwar ca. 35 GW fossile Kraftwerke (davon ca. 8 GW KWK-Anlagen), 8 GW Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien und 18 GW Kernkraftwerke. Bis 2030 müssen insgesamt bereits 90 GW, also 75 Prozent der Kraftwerkskapazität des Jahres 2000, substituiert werden.

In Wechselwirkung mit dem Ausbau der EE-Anlagen und der energiepolitisch ebenfalls angestreb-

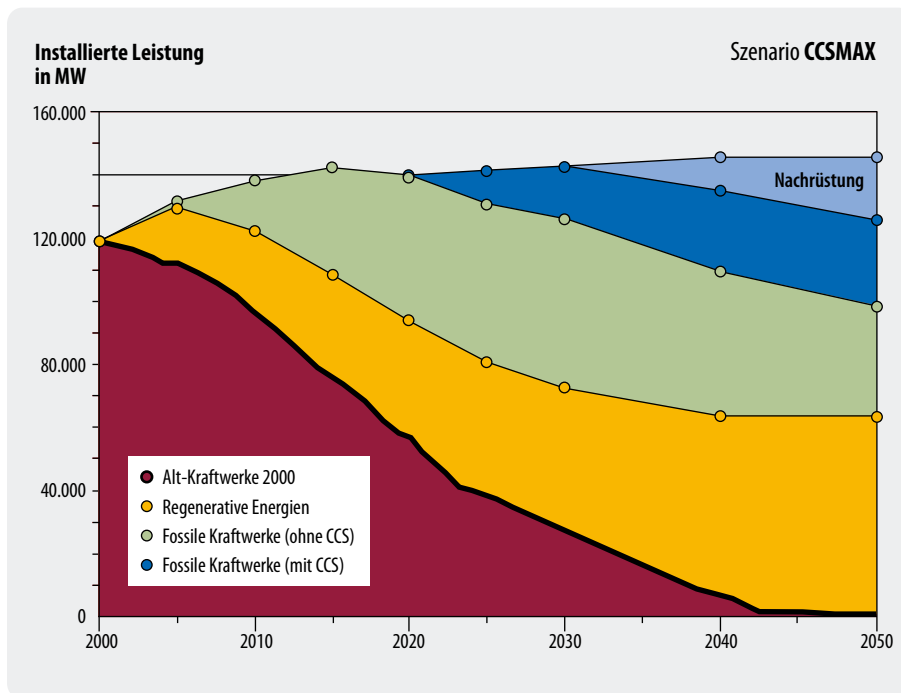


Abbildung 14-9:
Entwicklung der installierten Leistung im **Szenario CCSMAX**, getrennt nach Alt-Kraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne und mit CCS

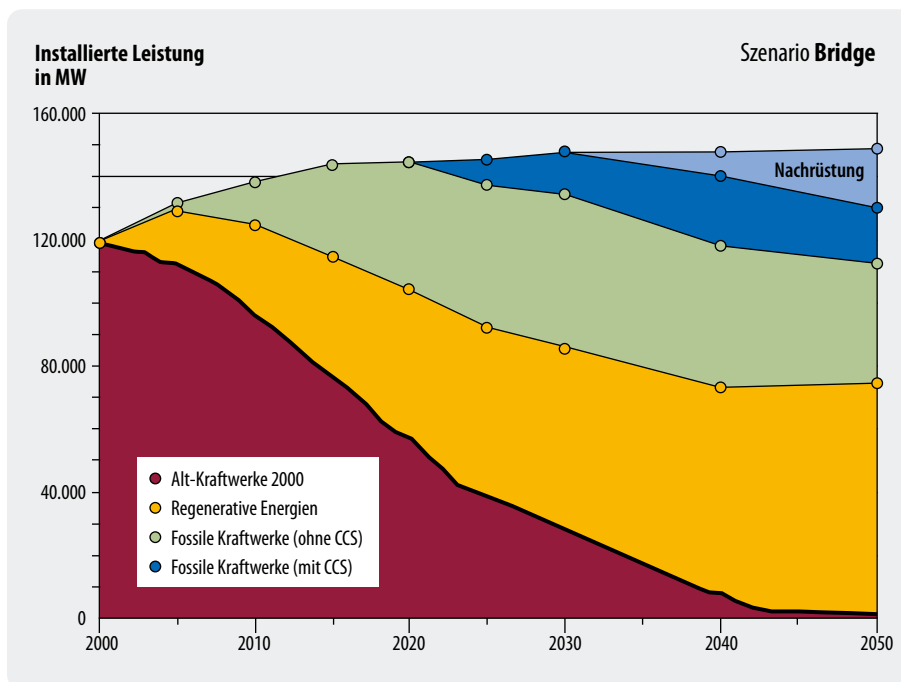


Abbildung 14-10:
Entwicklung der installierten Leistung im **Szenario BRIDGE**, getrennt nach Alt-Kraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS

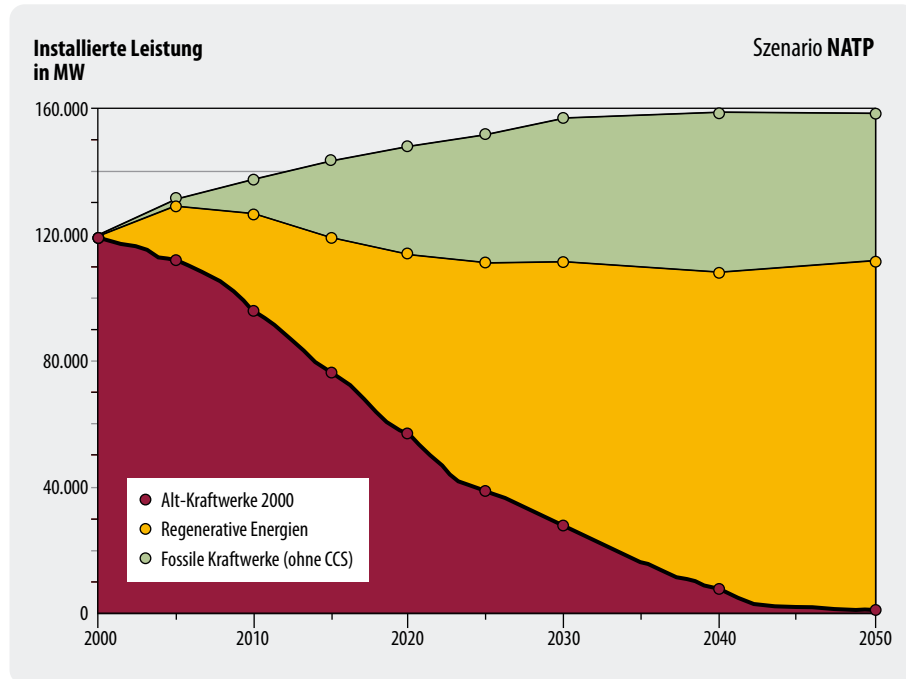
ten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung (vor allem im dezentralen Bereich) ist damit auch der potenzielle „Markt“ für die Errichtung von CCS-Kraftwerken vorgezeichnet. Während jedoch EE-Anlagen und KWK-Anlagen bereits von dem Strukturwandel bis 2020, der gut die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität betrifft, profitieren, werden CCS-Anlagen erst ab diesem Zeitpunkt (so die Annahme in den vorliegenden Szenarien) in diesem Markt realisiert werden können. Eine Vergrößerung des potenziellen Marktvolumens für CCS-Anlagen könnte dann eintreten,

wenn bei fossilen Kraftwerken, die zwischen 2005 und 2020 neu installiert werden, eine Nachrüstung mit CCS-Technik möglich ist.

Auch beim Stromverbrauch tritt bereits in der Referenzentwicklung eine kleine Verringerung ein¹¹ (siehe Tabelle 14-3). In 2050 liegt die Endenergienachfrage

11 Allerdings baut die Referenzentwicklung auf Ausgangsdaten des Jahres 2000 auf. Damals betrug die Bruttostromerzeugung noch 571 TWh/a (ohne Pumpspeicher), der relativ hohe Anstieg bis 2005 ist also nicht berücksichtigt.

Abbildung 14-11:
Entwicklung der installierten
Leistung im **Szenario NATP**,
getrennt nach Altanlagen,
neuen EE-Anlagen und
neuen fossilen Kraftwerken
ohne CCS



nach Strom im Szenario CCSMAX allerdings nur um 3 Prozent unter dem Wert von 2005 (und ist damit ebenso hoch wie der Verbrauch im Jahr 2000). Die partielle Ausschöpfung von Einsparpotenzialen bei der Stromnutzung im Szenario NATP steigert die Einsparungen auf 18 Prozent. In allen Szenarien beginnt ab 2030 auch die Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. In 2050 werden in CCSMAX dafür zusätzlich 22 TWh/a EE-Strom benötigt (in BRIDGE: 31 TWh/a; in NATP: 47 TWh/a).

Im Stromsektor ist die Wechselwirkung mit den EE besonders groß, da diese hier schon heute einen Anteil von über 10 Prozent haben und das derzeitige Wachstum dort am dynamischsten verläuft. Im Szenario CCSMAX dominiert aber auch in 2050 noch die fossile Strombereitstellung mit einem Anteil von 65 Prozent. Im Szenario BRIDGE sind beide Energiequellen nahezu gleich stark beteiligt (fossil 56 Prozent), während im Szenario NATP die erneuerbaren Energien mit 72 Prozent eindeutig überwiegen.

Die installierbare CCS-Kapazität im Stromsektor wird unter folgenden Annahmen bestimmt:

- Der kommerzielle Einsatz beginnt im Jahr 2020, für alle Großkraftwerke wird von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen,
- ab diesem Zeitpunkt werden 90 Prozent der neu zu errichtenden Kondensationskraftwerke und 50 Prozent der großen Heizkraftwerke mit CCS-Technik ausgerüstet,
- zwischen 2005 und 2010 errichtete Neukraftwerke werden zwischen 2045 und 2050 ebenfalls durch CCS-Neuanlagen ersetzt,

- zwischen 2011 und 2020 errichtete Neukraftwerke (große Kondensationskraftwerke, große Heizkraftwerke) werden nach 2030 mit CCS-Technik nachgerüstet und zwar mit denselben Anteilen wie Neuanlagen,
- die Kenndaten der Kraftwerke ohne und mit CCS sind Kapitel 12 entnommen; es werden nur die direkten CO₂-Emissionen betrachtet¹²; in allen Szenarien haben fossil betriebene Kraftwerke ohne CCS dieselben Kenndaten,
- EE- und KWK-Anlagen werden in dem oben beschriebenen Umfang ausgebaut.

Der sich jeweils einstellende Leistungsverlauf der verschiedenen Kraftwerksarten in den Szenarien ist in Abbildung 14-9 bis Abbildung 14-11 für alle Szenarien dargestellt (siehe auch Tabelle 14-3).

Das jeweilige obere Segment kennzeichnet die installierten CCS-Kraftwerke, getrennt nach Neuanlagen und nachgerüsteten Anlagen. Bis 2020 sind in den Szenarien bereits 42 GW (CCSMAX), 36 GW (BRIDGE) und 30 GW (NATP) an neuen fossilen Großkraftwerken zu installieren, die zunächst nicht mit CCS-Technologien ausgerüstet werden können. Es verbleiben aufgrund der gesetzten Randbedingungen bis 2050 noch folgende maximal installierbare Leistungen in CCS-Kraftwerken:

12 Das heißt, die *indirekten* (aus den Vorketten resultierenden) CO₂-Emissionen sowie sonstige Treibhausgase (z.B. Methan) werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Dass diese Emissionen – insbesondere bei Kohle – aber durchaus eine nicht vernachlässigbare Größenordnung annehmen, wird in der Ökobilanz in Kapitel 10 gezeigt.

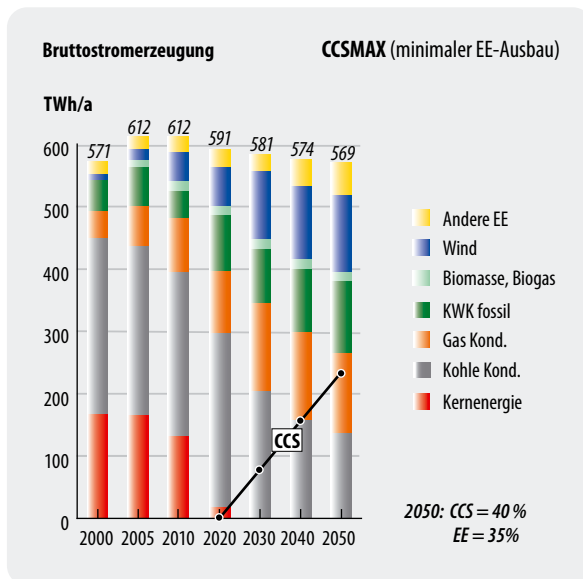


Abbildung 14-12: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario CCSMAX

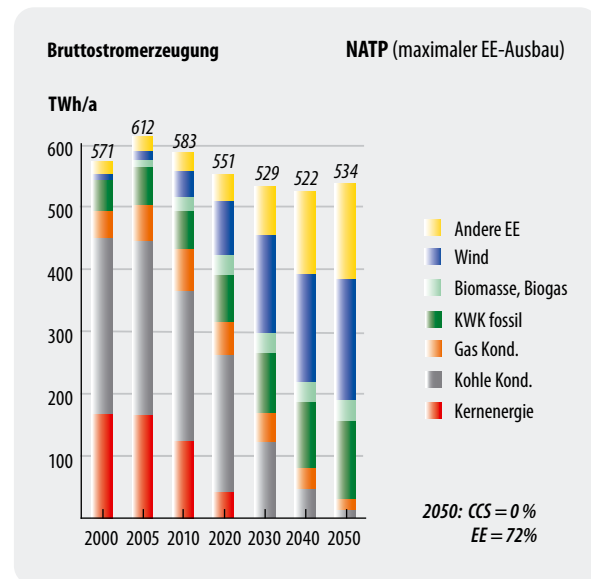


Abbildung 14-13: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario NATP

Szenario CCSMAX: 47 GW (davon 7 GW Steinkohle, 14 GW Braunkohle, 27 GW Erdgas; die Kraftwerksstruktur wurde bis 2030 vom Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) übernommen)

Szenario BRIDGE: 36 GW (14 GW Steinkohle, 8 GW Braunkohle, 14 GW Erdgas)

Die installierte Leistung aller erneuerbarer Energien, die derzeit bei 27 GW liegt, steigt entsprechend der Ausbauannahmen auf 64 GW (CCSMAX) bis 112 GW (NATP). Ihre Ausnutzung ist, bis auf die Biomasse und die thermische Speicherung bei solarthermischen und geothermischen Kraftwerken, vom Energieangebot abhängig. Die bereitzustellende Leistung an fossiler Kraftwerkskapazität erreicht im Szenario CCSMAX nach einem Anstieg bis 2020 mit rund 83 GW in etwa wieder das heutige Niveau. Sie sinkt in BRIDGE bis 2050 leicht auf 74 GW und deutlich in NATP auf 47 GW. Hierin ist auch die tendenziell wachsende fossile KWK-Kapazität eingeschlossen (derzeit 18 GW, im Jahr 2050 in CCSMAX 31 GW, in BRIDGE und NATP 36 GW).

Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerksstrukturen wird in den Szenarien eine große Bandbreite möglicher Investitionsstrategien abgebildet. Infolge dessen sind auch die Auslastungen der Kraftwerke unterschiedlich. Im Jahr 2050 werden im Szenario CCSMAX 228 TWh/a (40 Prozent) und im Szenario BRIDGE 146 TWh/a (27 Prozent) Strom aus CCS-Kraftwerken erzeugt.

Wie diese Daten sich in die gesamte Erzeugungsstruktur einfügen, zeigen die Abbildung 14-12 bis Abbildung 14-14. Das Szenario CCSMAX verlangt ein extrem rasches Wachstum der CCS-Technologien, wenn die vom Kraftwerksbedarf sich ergebenden Spielräume ausgeschöpft werden sollen. Zwischen 2020 und 2050

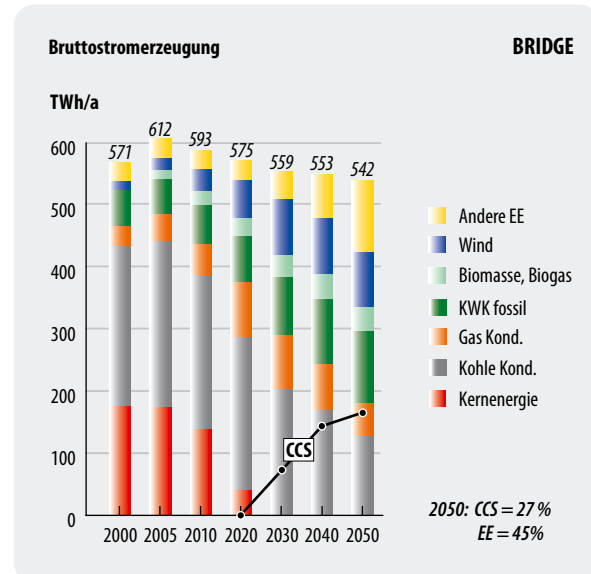


Abbildung 14-14: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario BRIDGE

wären jahresdurchschnittlich 1 600 MW/a CCS-Kraftwerke in Betrieb zu nehmen (bzw. nach 2030 nachzurüsten). In BRIDGE wären es mit 1 200 MW/a zwar deutlich weniger, aber immer noch eine erhebliche Größe.

In allen Szenarien werden im Jahr 2050 zwischen 72 Prozent und 75 Prozent des Stroms emissionsfrei bzw. emissionsarm erzeugt mit unterschiedlichen Gewichten der beiden Technologiekatgorien (Abbildung 14-12 bis Abbildung 14-14). Wegen der unterschiedlichen Gesamterzeugung liegen die betreffenden

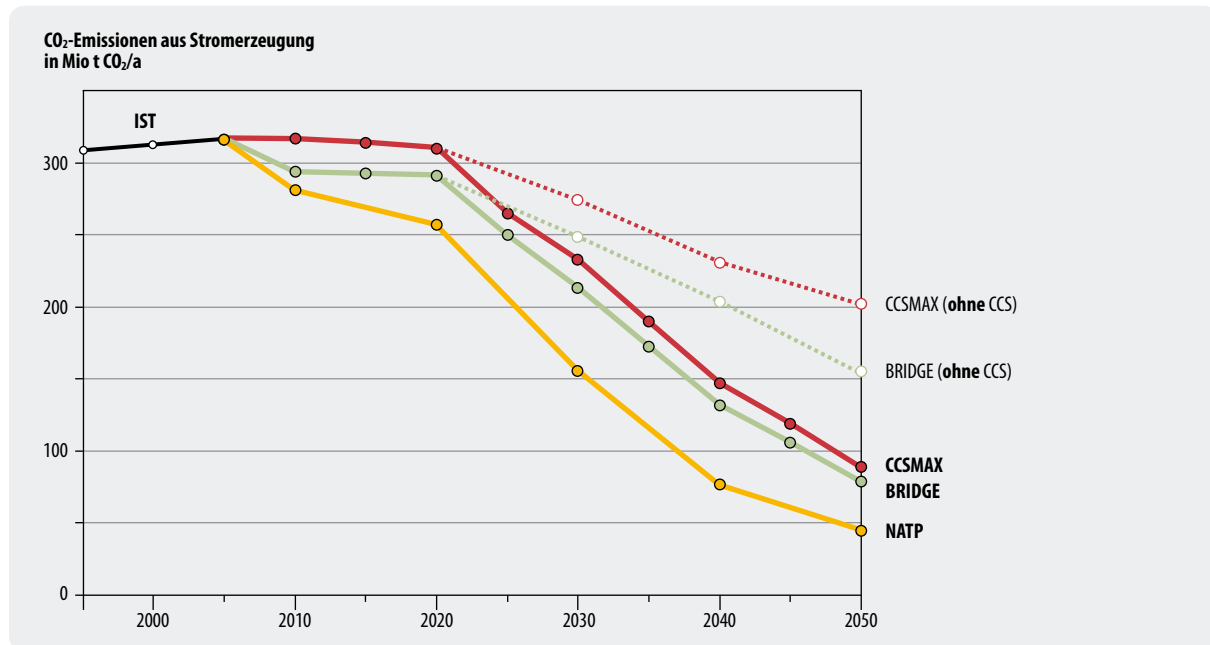


Abbildung 14-15: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien (gestrichelt = ohne CCS-Technologien; bei KWK-Stromerzeugung inkl. Gutschrift für Nutzwärmebereitstellung)

Absolutmengen zwischen 384 TWh/a (NATP: 72 Prozent EE + 0 Prozent CCS von insgesamt 534 TWh/a) und 425 TWh/a (CCSMAX: 35 Prozent EE + 40 Prozent CCS von insgesamt 569 TWh/a).

Die Wirkungen der Investitionsstrategien in den Szenarien auf die Verminderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung macht Abbildung 14-15 deutlich: Bis 2020 führt die Kombination von ambitionierten Effizienzmaßnahmen und der Weiterführung der EE-Ausbaustategie im Szenario NATP zu einer deutlichen Absenkung der CO₂-Emissionen, die den Wegfall der Kernenergie überkompensiert. Die angenommene geringere Ausschöpfung der EFF+EE-Strategie im Szenario BRIDGE führt zu einem etwa stabilen Emissionsniveau während der Phase des deutlichen Abbaus der Kernenergie zwischen 2010 und 2020. Im Szenario CCSMAX bleibt das heutige Emissionsniveau bis 2020 bestehen. Die Szenarien mit Einsatz von CCS-Technologien erreichen nach 2020 vergleichbare Gradienten der CO₂-Minderung, können aber den bis 2020 eingetretenen Rückstand gegenüber der konsequenten Umsetzung der EFF+EE-Strategie im Szenario NATP nicht aufholen. Mit nur noch 45 Mio. t CO₂/a wird in diesem Szenario in 2050 der niedrigste Emissionswert für den Stromsektor erreicht. Im Gegensatz dazu kommt das Szenario CCSMAX auf 90 Mio. t CO₂/a und das Szenario BRIDGE auf 80 Mio. t CO₂/a. Die durch den Einsatz der CCS-Technologien im Jahr 2050 vermiedenen CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung betragen im Szenario BRIDGE 76 Mio. t/a und im Szenario CCSMAX 113 Mio. t/a.

Theoretisch ließe sich auch das Szenario NATP nach 2020 mit einer CCS-Strategie kombinieren und damit ähnlich niedrige Emissionswerte in 2050 erreichen.

Dazu müsste aber die bis 2020 in diesem Szenario bewusst forcierte Entwicklung des EE-Ausbaus danach drastisch zurückgefahren werden, um Spielräume für einen verstärkten Zubau von CCS-Kraftwerken zu erhalten. Dazu besteht jedoch unter diesen Szenariobedingungen kein Anlass, da bis dahin gerade durch ihren dynamischen Ausbau die EE nahezu vollständig (bis auf die Fotovoltaik) auf dem Strommarkt konkurrenzfähig sein werden. Es ist dann sehr unwahrscheinlich, dass in diesem Szenario CCS-Technologien noch in nennenswertem Umfang in der Stromversorgung Fuß fassen können. Bleibt die Ausbaudynamik der EE wie in NATP weiter bestehen, so lassen sich bis 2050

Tabelle 14-4: Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Stromerzeugung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE im Jahr 2050

	CO ₂ -Vermeidung	Abzuscheiden-des CO ₂	Mehrbedarf an Primärenergie
	Mio. t/a	Mio. t/a	PJ/a
Szenario CCSMAX	112,8	156,9	382
aus Steinkohle	16,7	21,9	44
aus Braunkohle	65,9	96,4	225
aus Erdgas	30,3	38,6	112
Szenario BRIDGE	75,5	103,6	241
aus Steinkohle	27,8	36,5	74
aus Braunkohle	33,4	48,8	114
aus Erdgas	14,4	18,3	53

zwar theoretisch noch etwa 15 GW an CCS-Leistung installieren. Dies müsste aber vorwiegend in HKW und in Kraftwerken mit geringer Ausnutzungsdauer geschehen, so dass lediglich 40 TWh/a CCS-Strom damit erzeugt werden könnte. Dies wäre eine völlig unattraktive Marktnische.

Ein von vornherein langsamerer Ausbau von EE, wie im Szenario BRIDGE unterstellt, bei gleichzeitig geringeren Effizienzerfolgen bietet der CCS-Technologie dagegen mehr Chancen, sich ab 2020 in der deutschen Stromversorgung zu etablieren. Das in diesem Szenario bis 2050 erreichbare Marktvolumen für CCS-Technologien beträgt rund 47 GW. Damit stellt sich ein relativ ausgewogenes Verhältnis von EE-Strom (245 TWh/a), CCS-Strom (146 TWh/a) und konventionell erzeugtem fossilen Strom (150 TWh/a) im Jahr 2050 ein. CCS könnte in diesem Fall eine Technologie sein, die eine nicht optimale Entwicklung von EE- und Effizienztechnologien kompensiert und so für ein tolerierbar niedriges Emissionsniveau bei der Stromerzeugung (80 Mio. t/a in 2050) sorgt. Eine Zwischenbilanz der Wirkungen eines Einsatzes von CCS-Technologien für die Stromerzeugung im Jahr 2050 zeigt Tabelle 14-4.

14.3.4 Szenarien-Entwicklung von CCS-Technologien im Wasserstoffsektor

Emissionsmindernde Maßnahmen allein im Strombereich reichen auch bei großen Erfolgen nicht aus, die Gesamtemissionen so weit zu reduzieren, um das 80-Prozent-Klimaschutzziel zu erreichen. Es sind auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Will man auch hier auf CCS-Technologien setzen, so bietet sich die technologische Möglichkeit an, Wasserstoff unter Rückhaltung des CO₂ aus fossiler Primärenergie zu erzeugen. Aus Ressourcen- und Kostengründen kommt dafür nur die Steinkohlevergasung infrage.

Die bereitzustellenden Wasserstoffmengen werden in den Szenarien so gewählt, dass in der Gesamtbilanz das Klimaschutzziel 2050 (Emissionsniveau des Szenarios NATP mit 240 Mio. t CO₂/a) für die deutsche Energieversorgung erreicht wird. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Der Gesamtnutzungsgrad der Kohlevergasung einschließlich CO₂-Rückhaltung beträgt 65 Prozent, die jährliche Ausnutzung der Anlage beträgt 7 800 h/a. Der CO₂-Abscheidegrad beträgt 88 Prozent, CCS-Wasserstoff ist damit noch mit einer CO₂-Emission von 0,017 Mio. tCO₂/PJ_{H₂} behaftet (bezogen auf die eingesetzte Kohle sind es 0,011 Mio. tCO₂/PJ_{th}),
- CCS-Wasserstoff ersetzt ausschließlich Mineralöl (also Heizöl, Benzin und Diesel). Je eingesetztem PJ Wasserstoff können somit 0,055 Mio. t CO₂ vermieden werden (soll Erdgas substituiert werden, sinkt der Substitutionseffekt entsprechend und beträgt nur noch 0,039 Mio. t CO₂/PJ_{H₂}),
- in allen Szenarien wird in 2030 ein Sockelbetrag von 300 PJ/a erreicht; dazu werden 16,5 GW_{th} Vergasungsleistung benötigt und 460 PJ/a Steinkohle eingesetzt, damit können 310 PJ/a Rohöl substituiert werden.

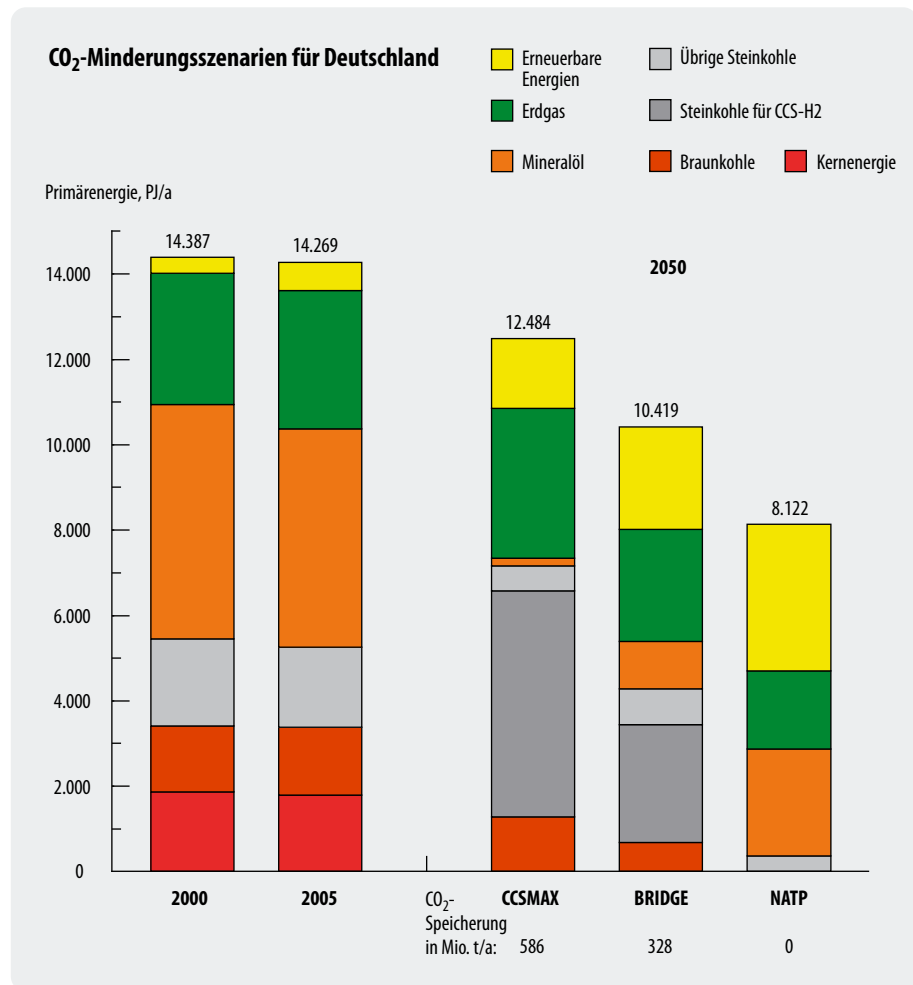
Je nach angenommener Verringerung der Endenergienachfrage durch Steigerung der Nutzungseffizienz und angenommenem EE-Ausbau in den Szenarien nimmt die in 2050 erforderliche H₂-Menge in den CCS-Szenarien unterschiedliche Ausmaße an. Die Eckdaten sind in Tabelle 14-5 zusammengestellt.

Um das angestrebte CO₂-Reduktionsziel von 242 Mio. t CO₂/a zu erreichen, müssen im Szenario BRIDGE rund 60 Prozent des in 2050 noch eingesetzten Mineralöls durch 1 800 PJ/a Wasserstoff ersetzt werden, im

	Wasserstoff	Kohlebedarf	Vergasungsleistung	CO ₂ -Minde- rung*)	Abzuscheidendes CO ₂	Mehrbedarf an Primärenergie*)
	PJ/a	PJ/a	GW _{th}	Mio. t/a	Mio. t/a	PJ/a
2030						
Beide	300	462	16,5	17	37	152
2040						
CCSMAX	1 000	1 538	55	55	125	502
BRIDGE	700	1 077	38	38	87	351
2050						
CCSMAX	3 440	5 290	188	189	429	1 725
BRIDGE	1 800	2 770	99	99	224	904
*) durch Substitution von Mineralöl						

Tabelle 14-5:
Kenndaten des Einsatzes von
CCS bei der Wasserstoffbe-
reitstellung in den Szenarien
CCSMAX und BRIDGE für die
Jahre 2030, 2040 und 2050

Abbildung 14-16:
Primärenergiestrukturen
2000 und 2005 und in den
Szenarien für das Jahr 2050
mit Ausweisung der für die
Herstellung von CCS-
Wasserstoff erforderlichen
Steinkohlemenge



Szenario CCSMAX müssten es mit 3 440 PJ/a Wasserstoff bereits 95 Prozent sein. Der Wasserstoffbeitrag in diesem Szenario würde auch den Einsatz fossiler Rohstoffe in der Chemie (nichtenergetische Verwendung) beeinflussen, es wäre dann teilweise auf Erdgas oder auf das bei der Kohlevergasung entstehende Synthesegas auszuweichen. Diese Wechselwirkungen sind hier aber nicht näher untersucht worden. Auf die Substitution von Erdgas überzugehen ist wegen des geringen Substitutionseffekts nicht sinnvoll bzw. bewirkt relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten. Die zusätzlich einzusetzenden Kohlemengen belaufen sich auf 27 Prozent (BRIDGE) bis 42 Prozent (CCSMAX) des gesamten Primärenergiebedarfs im Jahr 2050.

Der Ausbau der Vergasungsleistung müsste außerordentlich rasch erfolgen: Zwischen 2020 und 2030 müssen 1 650 MW_{th}/a errichtet werden. Diese Zubaurate muss im Zeitabschnitt 2040 bis 2050 auf 6 100 MW_{th}/a im Szenario BRIDGE und auf beachtliche 15 000 MW_{th}/a im Fall des Szenarios CCSMAX gesteigert werden. Eine Mindestanforderung zur Umsetzung dieser Entwicklung wäre daher, dass ab 2020 große kommerzielle Anlagen zur Kohlevergasung ohne wesentliche Einführungs- und Akzeptanzprobleme in großem Ausmaß errichtet werden können und Wasserstoffproduk-

tion sowie CO₂-Abscheidung und -Speicherung mit hoher Auslastung sichergestellt sind.

Ein zweites wesentliches Kriterium ist die Notwendigkeit, die Wasserstoffinfrastruktur diesem Zuwachs folgen zu lassen. Bis 2040 überschreitet der Anteil von Wasserstoff am Endenergiebedarf zwar nicht 14 Prozent (CCSMAX) bzw. 10 Prozent (BRIDGE), aber bereits in 2050 wäre im Szenario CCSMAX Wasserstoff mit 47 Prozent der dominierende Endenergieträger. Das scheint aus heutiger Sicht eine zu hohe Barriere zu sein (vgl. UBA 2006). Ein Anteil von 29 Prozent (= 1 900 PJ/a, einschließlich 100 PJ/a EE-Wasserstoff), wie er im Szenario BRIDGE benötigt wird, um das Klimaschutzziel zu erreichen, scheint dagegen aus infrastruktureller Sicht bis 2050 erreichbar zu sein.

14.4 Fazit der Szenarienanalyse für Deutschland

In der Gesamtbilanz ergeben sich sehr verschiedenartige Strukturen der Primärenergiebereitstellung in Deutschland für das Jahr 2050. Das Szenario CCSMAX ist eine stark von der Kohle geprägte Energie-

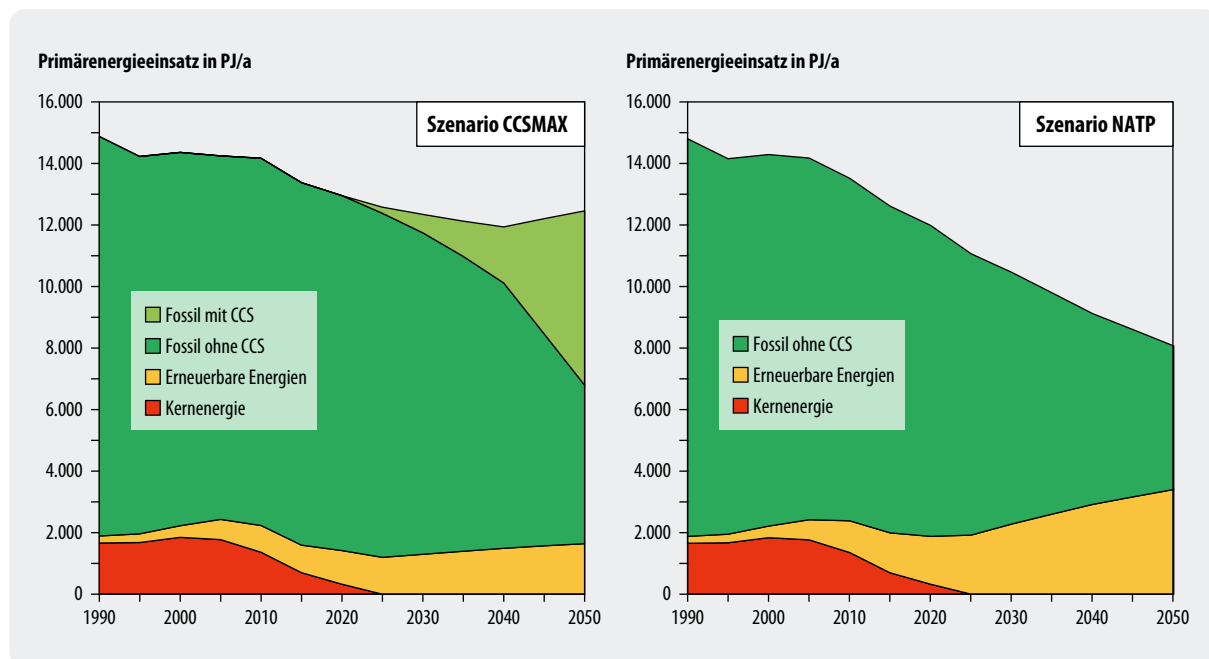


Abbildung 14-17: Entwicklung der Primärenergiestruktur in den Szenarien CCSMAX und NATP

zukunft, von einer „Kohlerenaissance“ zu sprechen ist hier nicht übertrieben. Steinkohle stellt hier 47 Prozent der Primärenergie, dazu kommen noch 10 Prozent Braunkohle. Zusammen mit Erdgas (die Erdgasmengen in diesem Szenario entsprechen etwa der heutigen Menge) liegt der Anteil fossiler Primärenergie mit 87 Prozent höher als heute mit 83 Prozent (Abbildung 14-16). Auch im Szenario BRIDGE überwiegen noch die fossilen Energieträger mit insgesamt 77 Prozent.

Steinkohle ist mit 35 Prozent zwar kein dominierender Energieträger mehr, stellt aber den größten Teil der fossilen Energieträger. Bemerkbar sind aber auch schon Effizienzerfolge (17 Prozent weniger Primärenergie als in CCSMAX) und ein merklicher Beitrag der erneuerbaren Energien. Wegen der wirkungsvollen Umsetzung der großen Effizienzpotenziale im Szenario NATP kann dort der absolute Beitrag an fossilen Energien deutlich reduziert werden. Sie sind im Jahr 2050 noch mit 58 Prozent an der Energiebedarfsdeckung beteiligt.

In Abbildung 14-17 wird die Veränderung der Primärenergiestruktur der Szenarien CCSMAX und NATP einander gegenübergestellt. Vereinfacht ausgedrückt wird die in NATP vollzogene Vermeidung von Energienachfrage und der höhere Beitrag an EE im CCSMAX-Szenario durch fossile Primärenergie ersetzt, deren CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CCS-Technologien beträchtlich vermindert werden. Um jedoch das Klimaschutzziel 2050 zu erreichen, sind nach 2020 sehr hohe Zuwachsraten dieser Technologien vorauszusetzen, welche diejenigen des derzeitigen EE-Ausbaus deutlich übertreffen

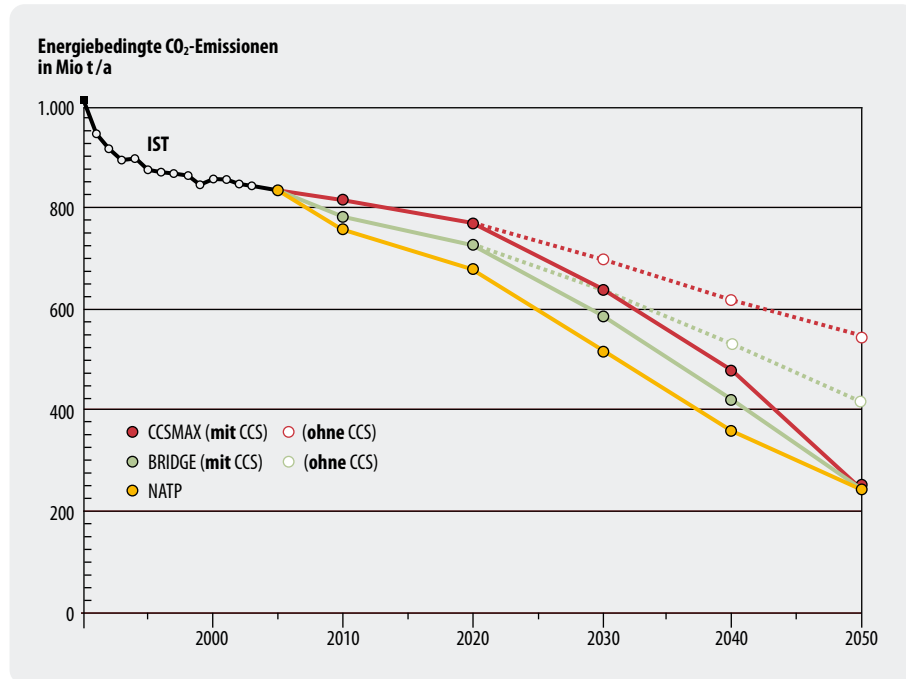
müssten. Alle Szenarien erreichen in 2050 das definierte Klimaschutzziel (Abbildung 14-18).¹³

Die in CCSMAX bis 2020 zu langsam verlaufenden Klimaschutzmaßnahmen müssten später „nachgeholt“ werden, um das Klimaschutzziel noch rechtzeitig bis 2050 zu erreichen. Insgesamt können mittels CCS in 2050 zwischen 175 Mio. t CO₂/a (BRIDGE) und 300 Mio. t CO₂/a (CCSMAX) vermieden werden. In 2030 und 2040 überwiegt noch der Beitrag des Stromsektors, in 2050 dominiert der Beitrag der Wasserstoffbereitstellung (Tab. 14-6). In den CCS-Szenarien müssen dazu aber beträchtliche CO₂-Mengen abgeschieden und gespeichert werden. Insbesondere die Substitution von Mineralöl durch Kohle-Wasserstoff (inklusive CCS-Technik) verlangt die Abscheidung von 2,26 Mio. t CO₂ je vermiedener Tonne CO₂. Damit liegt die im Jahr 2050 abzuscheidende und zu speichernde CO₂-Menge zwischen 586 Mio. t/a (CCSMAX) und 328 Mio. t/a (BRIDGE). Das in Deutschland verfügbare Speichervolumen würde demnach im Falle des Szenarios CCSMAX in einem Zeitraum von 25 Jahren (Untergrenze) bis 80 Jahren (Obergrenze der Speicherpotenziale) ausgeschöpft sein, während die betreffenden Werte für das Szenario BRIDGE bei 44 bzw. 145 Jahren liegen.

Wie Tabelle 14-6 zeigt, ist der gegenüber der Verwendung fossiler Energien *ohne* CCS-Technik zusätzliche Primärenergieaufwand beträchtlich: Er liegt mit 1 150

¹³ Hier wurde das Klimaschutzziel nur hinsichtlich des Klimagases CO₂ definiert. Bei den in BRIDGE und insbesondere in CCSMAX erforderlichen hohen Kohlemengen sind aber auch die vorgelagerten Methanemissionen beim Abbau der Kohle von erheblicher klimabeeinträchtigender Wirkung (vgl. Kapitel 10).

Abbildung 14-18:
Verlauf der energiebedingten
CO₂-Emissionen in den
Szenarien CCSMAX, BRIDGE
und NATP bis 2050
(gestrichelt = CCSMAX bzw.
BRIDGE ohne CCS-
Technologien)



PJ/a (BRIDGE) bzw. 2 100 PJ/a (CCSMAX) zwischen 11 Prozent und 18 Prozent des gesamten Primärenergieverbrauchs der betreffenden Szenarien.

Als **Fazit** kann festgehalten werden:

- Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie, wie im **Szenario CCSMAX** abgebildet, stößt CCS an strukturelle Grenzen, wenn das Klimaschutzziel einer 80 %igen Reduktion von CO₂ bis 2050 eingehalten werden soll und die weitere Effizienz- und EE-Entwicklung nur mit einer „Business-as-usual“-Dynamik verlief. Der mit 2020 angenommene frühestmögliche kommerzielle Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien erzwingt im darauf folgenden Zeitraum bis 2050 zu hohe Aufbauraten für CCS-Anlagen und für die Bereitstellung einer Wasserstoffinfrastruktur. Die hohe Nachfrage nach Steinkohle (mit ca. 5 900 PJ/a in CCSMAX das 3,1-fache des heutigen Beitrags) verlangt eine weitgehende Beschaffung auf dem Weltmarkt. Dies würde zu entsprechenden Preisreaktionen führen. Da Kostenvorteile der mittels CCS bereitgestellten Endenergien Strom und Wasserstoff gegenüber denen aus erneuerbaren Energien hergestellten nicht (Strom) bzw. nur in geringem Ausmaß (Wasserstoff) zu erkennen sind, ist aus wirtschaftlicher Sicht kein entscheidender Anreiz für eine so herausragende Bevorzugung von CCS zu erkennen. Die für einen derartig starken Ausbau von CCS bereits heute erforderlichen hohen Zuwendungen für diese Technologieoption in Form von F&E und Demonstrationsanlagen würde zudem zu Unverträglichkeiten mit dem derzeitigen energiepolitischen Stellenwert von Effizienzstrategien und EE-Ausbau führen. Außerdem müsste bereits kurzfristig eine sehr hohe Klarheit hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit und der Sicherheit der CO₂-Speicherung erreicht werden. Auch beide Strategien „mit voller Kraft“ bis 2020 durchzuhalten (EE-Ausbau und Effizienz wie NATP bis 2020; CCS-Entwicklung wie in CCSMAX), um dann eine Option weitgehend zu ignorieren, stellt keine sinnvolle Vorgehensweise dar. Ebenso sind die möglichen Speicherkapazitäten für CO₂ bei dem erforderlichen massiven Ausbau von CCS nicht ausreichend.
- Eine Klimaschutzstrategie entsprechend **Szenario NATP**, die ohne CCS-Technologien auskommt, ist heute noch kein „Selbstläufer“. Neben der Beibehaltung des derzeitigen dynamischen Ausbaus regenerativer Energien im Strombereich und ihrer signifikanten Ausweitung im Wärmesektor sind noch beträchtliche zusätzliche energiepolitische Unterstützungsmaßnahmen für eine deutlich wirksamere Effizienz in der Nutzung und Umwandlung von Energie erforderlich, um mit dieser Strategie zeitgerecht das Klimaschutzziel 2050 erreichen zu können. Die bereits relativ kurzfristig wirksamen Maßnahmen Ausbau erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerung erlauben es jedoch – falls die notwendigen Unterstützungsmaßnahmen rasch greifen – den Umstrukturierungsprozess harmonischer ablaufen zu lassen, als das im obigen Fall möglich wäre. An den Umbau der Infrastrukturen für die Endenergieträger werden zwar ebenfalls hohe Anforderungen gestellt, die aber stufenweise umgesetzt werden können. Eine insbesondere auf Erhöhung der Energie-

Zeitpunkt/ Szenarien	CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)					abzuscheidende Menge CO ₂ (Mio. t/a)			CCS-bedingter zusätzlicher PE-Bedarf (PJ/a)		
	Gesamt ohne CCS	CCS-bedingte Minderung			Gesamt mit CCS	H ₂	Strom	gesamt	CCS H ₂	CCS- Strom	Gesamt
		durch Strom	durch H ₂	gesamt							
2005	824 *)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2020											
CCSMAX	696	41	17	58	638	37	67	94	152	139	291
BRIDGE	638	35	17	52	586	37	48	85	152	110	262
NATP	517	0	0	0	517	0	0	0	0	0	0
2030											
CCSMAX	616	84	55	139	477	125	117	242	502	286	788
BRIDGE	530	72	38	110	420	87	100	187	351	228	579
NATP	357	0	0	0	357	0	0	0	0	0	0
2050											
CCSMAX	544	113	189	302	242	429	157	586	1 725	382	2 107
BRIDGE	417	76	99	175	242	224	104	328	904	241	1 145
NATP	242	0	0	0	242	0	0	0	0	0	0

*) temperaturbereinigt

Tabelle 14-6:
CO₂-Emissionen in den
Szenarien mit und ohne
CCS-Technologien, abzu-
scheidende CO₂-Mengen
und resultierender Mehrbe-
darf an Primärenergie

produktivität setzende Strategie ist zudem volkswirtschaftlich sinnvoll, da ein großer Teil der zu ergreifenden Effizienzmaßnahmen unabhängig von erzeugungsseitigen Maßnahmen die ökonomisch günstigste Option für den Klimaschutz darstellt. Bei einer Einbeziehung externer Kosten würde sich die gesamtwirtschaftliche Bilanz noch günstiger darstellen. Insofern stellt das Szenario eine „Idealstrategie“ dar, die aber kurzfristig sehr wirksame energiepolitische Weichenstellungen verlangt, vor allem eine deutliche Effektivierung und Ausweitung der Energieeffizienzpolitik (inklusive Kraft-Wärme-Kopplung). Längerfristig sind in diesem Szenario erhebliche strukturelle Veränderungen notwendig. Dies gilt sowohl für die zunehmende Netz- und Systemintegration regenerativer Energien auf der Stromseite und die Einbeziehung von Stromimportstrukturen (z.B. Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika) als auch für einen deutlichen Ausbau von Nahwärmenetzen.

- Auch eine Entwicklung entsprechend **Szenario BRIDGE** verlangt in jedem Fall aus heutiger Sicht zusätzliche Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten EE-Ausbau, die über die jetzige Referenzentwicklung hinausgehen müssen. Die notwendigen Veränderungen dürften allerdings leichter durchsetzbar sein als im Fall des Szenarios NATP. Sie sind zudem anderen Ländern, die sich weit weniger als Deutschland auf dem Weg in Richtung der „idealen“ NATP-Strategie befinden oder die stärker an der Nutzung von Kohle interessiert sind, leichter zu vermitteln. Die Anforderungen an die Einführung

von CCS-Technologien und an eine Wasserstoffinfrastruktur sind geringer als in CCSMAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge dieser Optionen noch relativ gering sein können. Auch der bis 2050 zu erreichende Ausbauzustand stößt für den Fall, dass sich CCS-Technologien als eine energiewirtschaftlich sinnvolle Option herausstellen, nicht an grundsätzliche Grenzen hinsichtlich erforderlicher Anlagenleistung, Infrastrukturveränderungen und Speicherkapazität.

Angesichts der realen Interessenlagen und der unterschiedlichen Einschätzung von Technologieoptionen im Energiebereich (insbesondere im globalen Kontext) kann eine energiewirtschaftliche Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE als „**pragmatische Strategie**“ bezeichnet werden. Sie verlangt generell eine Intensivierung der energiepolitischen Anstrengungen auf breiter Front (CCS, Energieeffizienz, Erneuerbare Energien), wenn längerfristige Klimaschutzziele ernsthaft erreicht werden sollen. Gleichzeitig bietet diese Strategie die Möglichkeit, in der Zeitspanne bis 2020 die Entwicklungs- und Kostenpotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten und in ersten Pilotanlagen ihre Machbarkeit zu demonstrieren.

Die Analysen zu den Kosten von EE- und CCS-Technologien zur Strom und Wasserstoffbereitstellung zeigen keine offensichtlichen wirtschaftlichen Vorteile für die CCS-Option. Unter der Voraussetzung des weiteren Durchlaufens der Lernkurven bei den EE-Technologien und unter der Annahme der hier angenommenen Preisentwicklungen für fossile Energieträger

wird die Stromerzeugung aus den meisten EE-Technologien um das Jahr 2020 eher kostengünstiger als eine CCS-Stromerzeugung sein. Letztere verlangt in jedem Fall die Berücksichtigung von CO₂-Preisen zwischen 30 und 50 EUR/t CO₂, wenn sie für private Investoren gegenüber der konventionellen fossilen Stromerzeugung attraktiv sein soll. Nach 2020 zeigen die EE-Technologien weiter sinkende Kosten. Die Kosten der Stromerzeugung aus Kohle mittels CCS dürften bei entsprechender technischer Weiterentwicklung real dagegen in etwa konstant bleiben. Bezieht man die externen Kosten mit ein, ergeben sich weitere Vorteile für den auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz bauenden Entwicklungspfad.

Die relative Wirtschaftlichkeit von CCS und erneuerbaren Energien ist aus heutiger Sicht mit vielfältigen Unsicherheiten verbunden. Die o.g. Einschätzungen für die erneuerbaren Energien gehen von einer weltweit dynamischen Marktentwicklung aus, so dass über Massenfertigung und Lernkurveneffekte ganz erhebliche Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden können.

Hemmend für eine umfassende CCS-Strategie könnte sich auch auswirken, dass ein früherer Einstieg in eine breite Nutzung von generell teurem CO₂-armen bzw. CO₂-freien Wasserstoff im Vergleich zu einer Strategie im Sinne des Szenarios NATP notwendig ist.

Aus den genannten Gesichtspunkten folgt, dass eine konsequente Strategie im Sinne des Szenarios NATP mittel- bis langfristig auch die volkswirtschaftlich günstigere Strategie darstellen dürfte und damit energiepolitisch angestrebt werden sollte. Gleichzeitig empfiehlt es sich, die Option CCS weiterhin einer gründlichen Prüfung und insbesondere einer realistischen praktischen Demonstration zu unterziehen, um nach etwa einer Dekade über präzisere Erkenntnisse zu den Potenzialen und Grenzen dieser Technologie zu verfügen. Stellt sich dann heraus, dass weltweit die Umstrukturierung der Energieversorgung hinsichtlich Effizienz und EE-Ausbau „nur“ gemäß der im Szenario BRIDGE dargelegten Intensität verläuft, stünde mit CCS eine zusätzliche Klimaschutzoption zur Verfügung.

14.5 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Länder

Die vorgenannten Analysen sind für Deutschland vor dem spezifischen Hintergrund der dort gegebenen Rahmenbedingungen durchgeführt worden. Damit sind sie nicht vollständig auf andere Länder übertragbar. Gleichwohl sind nicht nur einige Grundtendenzen auch auf andere Länder anwendbar, sondern liegen zum Teil durchaus auch ähnliche Ausgangsbedingungen vor (z.B. hoher kurzfristiger Kraftwerksersatzbedarf). Im Rahmen dieser Untersuchung kann nicht detailliert auf die Rolle von CCS in anderen Ländern eingegan-

gen werden, sondern sollen nachfolgend die mehr allgemein gültigen, aus der Szenarioanalyse für Deutschland ableitbaren Erkenntnisse zusammen getragen werden. Zudem beschäftigt sich das abschließende Kapitel 15 dieses Gutachtens – wenngleich von einem eher top down geprägten Ansatz her – mit der Diskussion der Rolle von CCS aus globaler Sicht.

Folgende Aspekte sind vor diesem Hintergrund eher allgemeiner Natur:

- Aus heutiger Sicht wird die zukünftige Rolle von CCS von verschiedenen Faktoren geprägt. Dazu gehört neben der Struktur und dem Alter des Kraftwerksparks vor allem die heimische Verfügbarkeit fossiler Energieträger. Länder mit hohen eigenen Kohlevorkommen (z.B. China, Australien) werden bestrebt sein, diese möglichst intensiv nutzen zu können, auch wenn sich die Rahmenbedingungen (insbesondere Klimaschutzvorgaben) signifikant geändert haben.
- Die CCS-Technologie wird vermutlich erst nach dem Jahr 2020 großtechnisch zur Verfügung stehen. Gleichzeitig hält international der Trend des massiven Zubaus insbesondere neuer Kohlekraftwerke an (allein in China wird jede Woche ein Großkraftwerk in Betrieb genommen). Dies führt zu der Notwendigkeit, nicht nur den Neubau, sondern vor allem auch die Option der Nachrüstung verstärkt in das Blickfeld zu nehmen. Zwischen 2006 und 2020 werden in China rund 6 bis 8 mal mehr fossile Kraftwerke dazugebaut werden, als überhaupt in Deutschland derzeit installiert sind. Entwicklungsanstrengungen sind diesbezüglich vor allem hinsichtlich der Reduzierung des Brennstoffmehrabbedarfs bei der CCS-Nachrüstung (z.B. durch effizientere Waschverfahren) notwendig. Aber auch die Frage, wie Kraftwerke bei der Planung und damit vor der Inbetriebnahme bereits auf eine spätere Nachrüstung vorbereitet werden können (Capture-ready-Status), muss beantwortet werden.
- Eine hauptsächlich auf CCS setzende Klimaschutzstrategie erscheint weder für Deutschland noch für die meisten anderen Länder denkbar. Strukturelle Grenzen (z.B. Speicherpotenziale, Infrastrukturaspekte) sprechen dagegen ebenso wie die Notwendigkeit, nach Ansicht der Klimawissenschaftler schon deutlich vor 2020 erhebliche Schritte für den Klimaschutz nicht nur einzuleiten, sondern auch umzusetzen.
- Für Deutschland zeigen die Analysen, dass engagierte Klimaschutzziele auch ohne CCS erreicht werden können. Für andere Länder mit einer noch stärkeren Fokussierung auf den Einsatz von Kohle oder höheren Zuwachsraten beim Energiebedarf mag dies schwieriger sein oder noch weiter gehende strukturelle Veränderungen erfordern. Gleichwohl gilt auch für diese Länder, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien und die Verbesserung der

Energieeffizienz die primär umzusetzenden Klimaschutzstrategien sind.

- Es wird ganz entscheidend davon abhängen in wie weit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Steigerung der Energieeffizienz Widerstände entgegenzutreten, die ihrer Umsetzung zuwiderlaufen und die Nachfrage nach ergänzenden Klimaschutzmaßnahmen erhöhen. Dies kann von Land zu Land unterschiedlich sein und die Notwendigkeit von CCS als Brückentechnologie erhöhen.
- Der entscheidende Faktor für die Einführung von CCS muss nicht zwingend der Bereich der Stromerzeugung sein. Aus heutiger Sicht ist auch vorstellbar, dass die größten Impulse über die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern kommen. Angesichts der in den letzten Jahren auf bis über 90 \$ pro Barrel gestiegenen Rohölpreise und der nahezu vollständigen Abhängigkeit des Transportsektors von fossilen Energieträgern (insbesondere Mineralölen) steigen die Anreize, alternative Optionen der Kraftstoffbereitstellung aufzugreifen. Neben Biokraftstoffen der ersten und zweiten Generation gehört dazu auch die Kraftstoffbereitstellung aus Kohle. Diese Coal-to-Liquid-Verfahren (CTL), also die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus Kohle, werden in verschiedenen Ländern derzeit aktiv verfolgt. Dies gilt vor allem für China, die USA und Südafrika. Sie haben aber den erheblichen Nachteil, dass sie (bei Betrachtung der gesamten Prozesskette von der Gewinnung bis zur Verbrennung) 90 Prozent höhere CO₂-Emissionen aufweisen als konventionelles Benzin oder Diesel. Selbst wenn das im Prozess entstehende CO₂ bei den herkömmlichen Kohleverflüssigungsverfahren abgetrennt und gespeichert wird, verbleiben über die Prozesskette betrachtet immer noch höhere Emissionen als bei den Referenzkraftstoffen. Will man mittels Kohle konventionelle Treibstoffe substituieren, verbleibt unter Einhaltung der Klimaschutzrestriktionen derzeit somit als einzige Option die Wasserstoffbereitstellung aus Kohle mit CO₂-Abtrennung. Damit verbundenen sind die beschriebenen infrastrukturellen Anforderungen nicht nur auf der Seite der CO₂-Logistik, sondern auch beim Aufbau einer vollständig neuen Wasserstoffinfrastruktur.
- Türöffner für derartige Entwicklungen sind Polygeneration-Projekte, wie sie derzeit von RWE in Deutschland aber auch von anderen Akteuren an verschiedenen anderen Stellen der Welt geplant werden bzw. sich in der Umsetzung befinden. Diese auf der Vergasungstechnik basierenden Anlagen verfügen nicht nur über eine brennstoffseitige Flexibilität, sondern auch auf der Produktseite über Steuermöglichkeiten. Mögliche Produkte sind neben Strom auch Synthesegas, synthetische Kraftstoffe (über die Fischer-Tropsch-Synthese) sowie auch Wasserstoff.
- Letztlich ist zu vermuten, dass vor allem diejenigen Länder zu den Vorreitern gehören werden, die auch ein kommerzielles Interesse an der Nutzung des CO₂ haben. Dies sind Länder mit Potenzialen für EOR bzw. EGR. Bei Unternehmen aus diesen Ländern besteht zum Teil auch Interesse, die Abscheidung von CO₂ bei der Erdgasgewinnung (z.B. bei LNG- oder H₂-Projekten) weiter auszubauen.
- Maßgebliche Impulse werden auch aus den Ländern zu erwarten sein, die über eine starke Gaswirtschaft verfügen (z.B. Norwegen, Großbritannien). Dabei geht es nicht nur darum, das eigene Know-how gewinnbringend zu nutzen, sondern auch um die potenzielle Nachnutzung der bestehenden Gasfelder.
- Neben dem Aspekt Klimaschutz wird die Umsetzung der CCS-Technologie demnach noch durch weitere, zum Teil sehr pragmatische Aspekte bestimmt. Insbesondere auch handfeste ökonomische Vorteile werden einige Länder bzw. genauer gesagt einige Akteure aus diesen Ländern zu Vorreitern machen. Dies gilt vor allem für solche Länder wie Großbritannien und Norwegen, die über ein beträchtliches Speicherpotenzial unterhalb des Meeresbodens in Kohlenwasserstofflagern und salinen Aquiferen im tiefen Untergrund der Nordsee verfügen.

Kapitel 15

CCS im internationalen Kontext

Ist der Einsatz von CCS notwendig, um ein ambitioniertes Klimaschutzziel zu erreichen, etwa das 2°C-Ziel der Europäischen Union? Und welche Anforderungen sind dann für die internationale Umsetzung zu erfüllen? Diese beiden Fragen sollen in diesem Kapitel anhand ökonomischer Szenarien und Überlegungen zu einem möglichen institutionellen Rahmen für CCS beantwortet werden. Im Vordergrund steht dabei eine globale Perspektive auf CCS.

15.1 Die Bedeutung von CCS als Klimaschutzoption

Die Bedeutung von CCS im Kontext des Klimaschutzes liegt in erster Linie in der Möglichkeit, die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf einem niedrigen Niveau zu stabilisieren. Die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre muss mit hoher Wahrscheinlichkeit unterhalb von 450 ppm CO₂ stabilisiert werden, wenn die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur auf 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden soll (Meinshausen 2006). Dieses Klimaschutzziel streben sowohl die Europäische Union als auch die Bundesregierung an¹. Es spricht viel dafür, dass dieses niedrige Stabilisierungsniveau nur dann zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden kann, wenn CCS als zusätzliche Option (zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienzsteigerung) zur Verminderung von CO₂ genutzt werden kann.

Die Bedeutung von CCS nimmt sogar zu, je niedriger das Stabilisierungsniveau der CO₂-Konzentration ausfallen soll. Abbildung 15-1 zeigt, dass der Beitrag von CCS in verschiedenen Modellen durchaus unterschiedlich eingeschätzt wird. Ursache dafür sind die unterschiedlichen Annahmen der Modelle über das Wachstum der Emissionen sowie technische und ökonomische Potenziale der erneuerbaren Energieträger.

Die Diskussion um die Relevanz von CCS für den globalen Klimaschutz hat in den letzten Jahren vor allem darum an Bedeutung gewonnen, weil die Erreichbarkeit eines globalen Klimaschutzziels mit den heutigen Strategien fraglich wurde. Insbesondere ist die internationale Debatte über die Erreichbarkeit und Sinnhaftigkeit des 2 °C-Zieles der Europäischen Kommission entbrannt (Tol, in press). Dabei stehen die Kosten

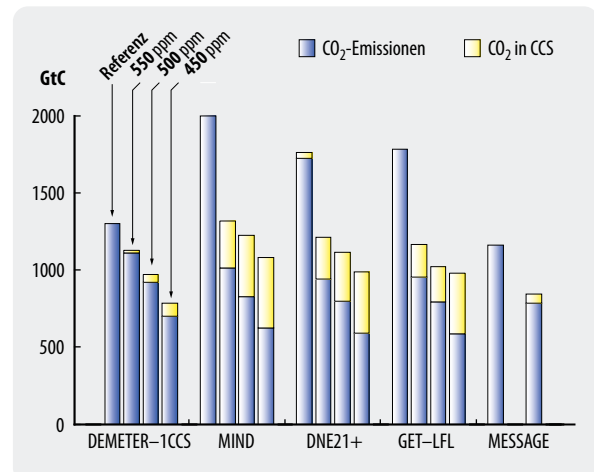


Abbildung 15-1: Kumulierte Menge anthropogener CO₂-Emissionen sowie des durch CCS gespeicherten CO₂ in Abhängigkeit vom Stabilisierungsniveau der atmosphärischen CO₂-Konzentration (Referenz: ohne Stabilisierungsziel) in verschiedenen Modellen (Edenhofer et al. 2006) (siehe Fußnote 6)

und Strategien des Klimaschutzes im Zentrum des Interesses. Bei der Abschätzung der Klimaschutzkosten wurde jedoch bis vor kurzem das Potenzial des technischen Fortschritts, die Kosten des Klimaschutzes zu senken, weitgehend vernachlässigt. Erst kürzlich haben Ökonomen die Frage zu klären versucht, ob und in welchem Umfang sich durch eine Klimapolitik technischer Fortschritt so induzieren lässt, dass er die Klimaschutzkosten senkt. Das Innovation Modelling Comparison Project (IMCP) als Vergleichsstudie mehrerer Modelle hat gezeigt, dass der technische Fortschritt die Klimaschutzkosten durchaus reduzieren kann: Abbildung 15-2 zeigt, dass die diskontierten volkswirtschaftlichen Kosten Modellanalysen zufolge zwar deutlich steigen, wenn ein Konzentrationsziel von 450 ppm oder weniger erreicht werden soll, dass sie aber in der überwiegenden Mehrzahl der Modelle auf Beträge von unter 1 Prozent des Weltsozialprodukts begrenzt werden können.

Grundsätzlich sind volkswirtschaftliche Kosten Zielverzicht. Im Falle des Klimaschutzes quantifizieren die volkswirtschaftlichen Kosten, auf wie viele Sozialprodukteinheiten verzichtet werden muss, wenn Klimaschutz betrieben werden soll.² Da diese Verluste zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, müssen sie

1 Vgl. Sechstes Umweltaktionsprogramm der Europäischen Gemeinschaft von 2002, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/oj/2002/L_242/L_24220020910de00010015.pdf

2 Dieser Ansatz bezieht sich ausschließlich auf die Kosten der *Minder*ung des Klimawandels (Mitigation). Die Kosten einer *Anpas*sung an den Klimawandel (Adaptation) sind nicht einbezogen.

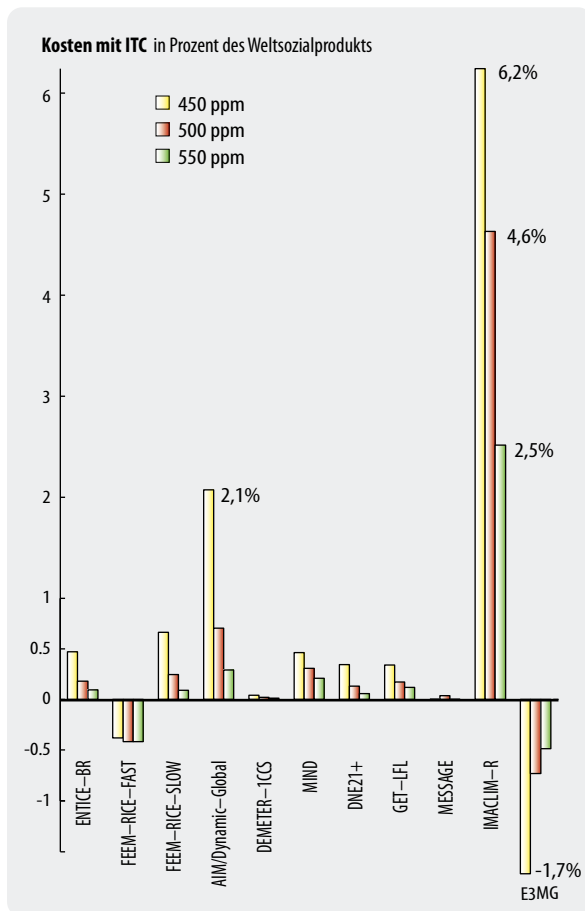


Abbildung 15-2: Diskontierte volkswirtschaftliche Kosten in Prozent des Weltsozialprodukts unter Berücksichtigung technologischen Fortschritts in verschiedenen Modellen, die technologische Lerneffekte endogen berücksichtigen (Edenhofer et al. 2006)

auf einen Zeitpunkt normiert werden. Dies geschieht, in dem man die Sozialproduktsverluste mit einer Diskontrate auf ein Basisjahr abdiskontiert. Dabei wird das Sozialproduktwachstum im Falle des Klimaschutzes verglichen mit dem Wachstum ohne Klimaschutz. Diskontierte Verluste von einem Prozent für die nächsten hundert Jahre bedeuten dann, dass sich das Wachstum im Falle des Klimaschutzes um drei Monate verzögert.³

In diesem Zusammenhang besteht die begründete Hoffnung, dass CCS speziell auf globaler Ebene die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes senken kann, möglicherweise um mehr als 30 Prozent (IPCC 2005), wenn die Technologie mit Hilfe des technischen Fortschritts weiter entwickelt werden kann.

3 Folgendes Zahlenbeispiel erklärt das Zustandekommen dieser Abschätzung: Angenommen, das Weltsozialprodukt wachse im Business-as-usual-Fall (d.h. ohne Klimaschutz) um 2 Prozent pro Jahr und bei Einführung klimaschützender Maßnahmen nur um 1,97 Prozent pro Jahr. Über das ganze Jahrhundert würden sich die Verluste (gemessen als mit 5 Prozent pro Jahr diskontierte Reduzierung des Weltsozialproduktes des jeweiligen Jahres) auf 1 Prozent summieren. Das Weltsozialprodukt erreicht dann im Jahr 2101 den Absolutwert, den es im Business-as-usual-Fall im Jahr 2100 erreicht hätte (vgl. Azar und Schneider 2002 für eine ähnliche Argumentation).

Im Wesentlichen lassen sich folgende Unsicherheitsfaktoren für den Einfluss von CCS auf die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes identifizieren, die im Kapitel 15.2 genauer analysiert werden:

- Lernraten beim Einsatz von CCS
- Lernraten erneuerbarer Energieträger
- Leckageraten geologischer Formationen
- Diskontraten
- Kosten der Exploration und Extraktion fossiler Ressourcen
- Zeitpunkt der Verfügbarkeit von CCS
- Kosten und Umsetzungsgeschwindigkeit von Steigerungen der Energieeffizienz (auf Seiten des Angebots und der Nachfrage)

Die Bezeichnung „Unsicherheitsfaktoren“ ist in dem Sinne zu verstehen, dass die genannten Faktoren entscheidenden Einfluss auf die Modellergebnisse zum Einsatz von CCS haben. Gleichzeitig kann man die Faktoren als Risiken verstehen, die im Zusammenhang mit CCS diskutiert werden müssen.

Die Bedeutung von CCS und die Relevanz dieser Unsicherheitsfaktoren spiegelt sich in einer Reihe wissenschaftlicher Untersuchungen wider, in denen die Aussagen mehrerer Modelle zum Einsatz von CCS verglichen werden (vgl. z.B. IPCC 2005, Edenhofer et al. 2006).⁴

In der öffentlichen Diskussion um die Umsetzung von CCS nimmt die Debatte um tolerierbare Leckageraten eine herausragende Stellung ein: Wenn in einem bestimmten Zeitraum der durch diese Rate quantifizierte Teil des gespeicherten CO₂ aus Lagerstätten entweicht, reduziert sich in entsprechendem Maße die Wirkung für den Klimaschutz. Je niedriger die Rate, desto wirkungsvoller kann CCS eingesetzt werden; daher ist die Leckage ein wichtiger Unsicherheitsfaktor auch in der ökonomischen Analyse. Wie diese Aspekte institutionell und technisch gehandhabt werden könnten, wird in Kapitel 15.3 diskutiert.

Neben der Frage, unter welchen Bedingungen CCS einen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, müssen aber auch mögliche Auswirkungen dieser Technologie auf Ökosysteme und die menschliche Gesundheit diskutiert werden, um zu einer umfassenden Bewertung zu kommen. Eine solche Einbettung des Klimaschutzes in ein allgemeineres Verständnis nachhaltiger Entwicklung ist letztlich durch die Zielsetzung der UN-Klimarahmenkonvention von 1997 vorgegeben. Es ist in diesem Zusammenhang auch davon auszugehen, dass die Wahrnehmung der mit CCS verbundenen Risiken auf lokaler Ebene die öffentliche Akzeptanz spezifischer CCS-Projekte beeinflussen könnte (vgl. etwa Huijts 2003; Zusammenschau in Flachsland 2005, S. 94 ff.). In den vorangegangenen Kapiteln wurde ausführlich darauf eingegangen.

4 Die Diskussion um CCS und der damit verbundenen Unsicherheitsfaktoren wird aber auch von Interessengruppen (insbesondere Umweltverbände) und vom WBGU als wissenschaftliches Beratungsorgan der Bundesregierung geführt (vgl. WBGU 2003, WBGU 2006).

15.2 CCS in einem Portfolio von Klimaschutzstrategien: Analyse von Unsicherheitsfaktoren

Die Bedeutung von CCS im Rahmen des Klimaschutzes soll hier mit Hilfe einer Social-Cost-Benefit-Analyse exploriert werden. Dabei wird im **Modell MIND** CCS als eine technologische Option – neben der Verwendung von Regenerativen Energien (im Folgenden: REG) und Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz – eingesetzt unter der Maßgabe, die soziale Wohlfahrt zu maximieren und eine Schranke an Emissionen oder Temperaturanstieg einzuhalten.⁵

Um die oben beschriebenen globalen Risiken abzuschätzen, werden in diesem Abschnitt Modellresultate diskutiert. Dabei werden in verschiedenen Szenarien die kritischen Größen für die Einführung von CCS im Stromsektor identifiziert, indem die Stärke des Einflusses von Parameteränderungen auf die Modellergebnisse (gesamte sequestrierte Menge CO₂ bzw. anfallende Kosten) beurteilt wird. In den jeweiligen grafischen Darstellungen der Simulationsergebnisse (Abbildung 15-3 ff.) repräsentiert eine Fläche die Ergebniswerte zu den untersuchten Parameterkombinationen. Die Steigung der Fläche (der Gradient) repräsentiert die Sensitivität: In Bereichen großer Steigung bzw. hoher Sensitivität ziehen kleine Änderungen der Parameter große Änderungen der Menge an sequestriertem CO₂ bzw. der Kosten nach sich.⁶

Insgesamt weist der Einsatz von CCS eine große Spannweite auf: Je nach Modellannahmen werden zwischen 0 und 700 Gt Kohlenstoff über den Zeitraum 2000 bis 2100 der Speicherung zugeführt. Mittels Monte-Carlo-Simulationen konnte gezeigt werden, dass unter plausiblen Annahmen Median und Mittelwert bis 2050 etwa 100 GtC betragen (Bauer 2005). Diese Größenordnungen entsprechen anderen Abschätzungen für das technische Potenzial für CCS.⁷

⁵ Das Modell MIND ist ein Integrated Assessment Model, in dem ein auf dem Konzept des endogenen Wachstums basierendes Modell der Weltwirtschaft (mit Fokus auf den Energiesektor) und ein Klimamodul gekoppelt sind. Darin werden Zeitpfade von Investitions- und Konsumentscheidungen berechnet, mit denen zum einen eine vorgegebene Begrenzung des Anstiegs der globalen Mitteltemperatur möglich ist, und die zum anderen den anhand des Pro-Kopf-Konsums berechneten gesellschaftlichen Nutzen über den gesamten Zeithorizont maximieren (Bauer 2005, Edenhofer et al. 2005).

⁶ Die Angabe der zu sequestrierenden Menge wird dabei in den Grafiken in Gigatonnen Kohlenstoff (GtC) vorgenommen. Die korrespondierende Menge an CO₂ ist um den Faktor 44/12 ≈ 3,67 größer.

⁷ Auf Basis technologischer Lösungen, deren prinzipielle Anwendbarkeit bereits nachgewiesen wurde, können nach Auffassung des IPCC nahezu sicher (Wahrscheinlichkeit von mind. 99 Prozent) bis zu 200 Gt CO₂ sequestriert werden, und wahrscheinlich (66–90 Prozent Wahrscheinlichkeit) bis zu 2 000 Gt CO₂ (IPCC 2005). Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den Speicherungspotenzialen erfolgt in Kapitel 7.

15.2.1 Die Kostensenkungspotenziale von CCS und Regenerativen Energien sowie die Diskontrate

Auffällig deutlich hängen die Simulationsergebnisse von Lernraten und Leckageraten ab: **Lernraten** bezeichnen die Kostensenkung einer Leistungseinheit, wenn die kumulierte Kapazität erweitert wird. Dabei spielen die Lernrate von CCS und die Lernraten alternativer Techniken die entscheidende Rolle. CCS-Anlagen können als Option vor allem dann zum Einsatz kommen, wenn sie schneller als REG rentabel werden sollten. Dies setzt die Annahme voraus, dass sich die derzeitigen Lernraten und Marktentwicklungen für REG in den nächsten 20 Jahren nicht fortsetzen, dass es also insbesondere nicht zu so genannten Technologiesprüngen kommt, bei denen heute noch nicht absehbare Entwicklungen in den REG nutzbar werden. Je langsamer das Kostensenkungspotenzial der REG realisiert wird und je belastbarer die technischen Möglichkeiten und Kostensenkungspotenziale von CCS-Technologien werden, desto größer wird die kumulierte Menge von abgeschiedenem und gelagertem CO₂ sein, und umso länger wird sich die Zeitspanne der Nutzung von CCS als Klimaschutzoption ausdehnen. Je weniger Energie gespart wird und je höher der globale Primärenergieverbrauch ist, umso bedeutsamer wird die Erschließung klimaschonender Angebotspotenziale und damit auch CCS.

Ein direkter Zusammenhang zwischen der Entwicklung der beiden Lernraten in Bezug auf eine Umsetzung der CCS-Option ist im Modell MIND untersucht worden. Abbildung 15-3 zeigt die von MIND berechnete Menge an gespeichertem Kohlenstoff in Gigatonnen

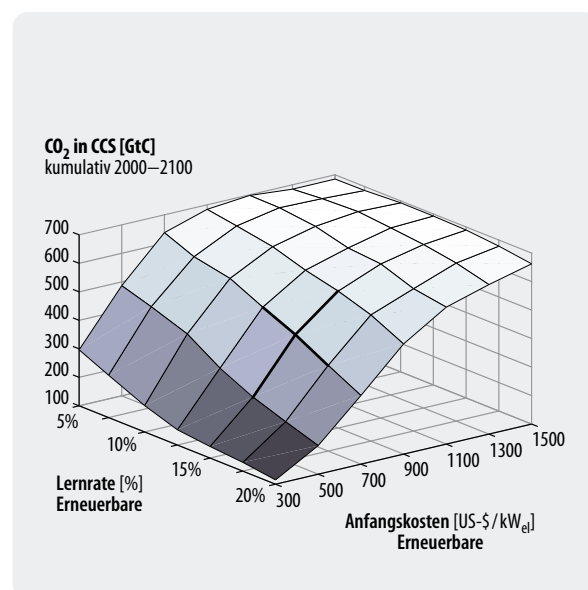


Abbildung 15-3: Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Lernrate und den anfänglichen Investitionskosten der REG

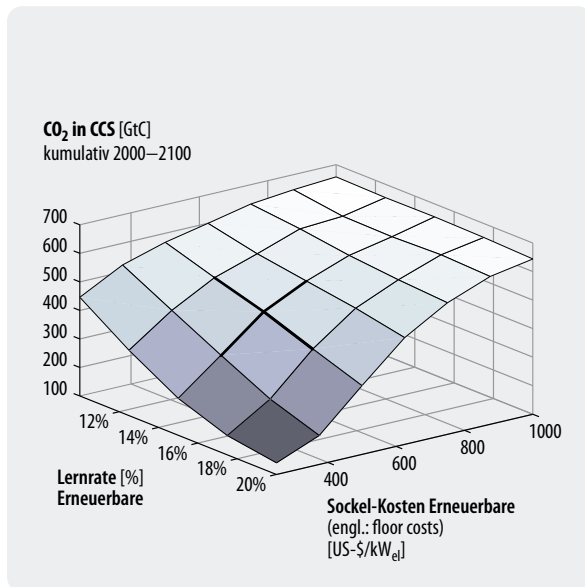


Abbildung 15-4: Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von Lernrate und floor costs

in Abhängigkeit von der Lernrate regenerativer Stromerzeugungsoptionen sowie den anfänglichen Kosten für einen Zubau von REG⁸: Eine niedrige Lernrate bzw. hohe anfängliche Kosten charakterisieren eine im Vergleich zu CCS vergleichsweise spät zum Zuge kommende Entwicklung von REG. Daher nimmt in diesem Fall die Menge an sequestriertem CO₂ spürbar zu. Ein Bereich hoher Sensitivität findet sich insbesondere für vergleichsweise niedrige Anfangskosten der REG bei gleichzeitig hohen Lernraten.

Neben Lernraten und anfänglichen Investitionskosten wird technologischer Fortschritt auch durch die Höhe der **floor costs**⁹ bestimmt: Je höher die floor costs der REG, desto langsamer können bei gegebenem Investitionsumfang die Kapazitäten der REG ausgebaut werden, um so größer ist folglich bei gegebenem Klimaschutzziel die Menge an sequestriertem CO₂ (siehe Abbildung 15-4). Bei sehr hohen floor costs sinkt außerdem das Potenzial des technologischen Fortschritts. Der Beitrag von CCS ist daher dann nicht mehr sensitiv gegenüber der Lernrate.

Nur unter der Voraussetzung, dass die prognostizierten **Leckageraten** von weit unter 1 Prozent pro Jahr auch tatsächlich eingehalten werden, kann CCS in Hinblick auf den Klimaschutz volkswirtschaftlich effizient einge-

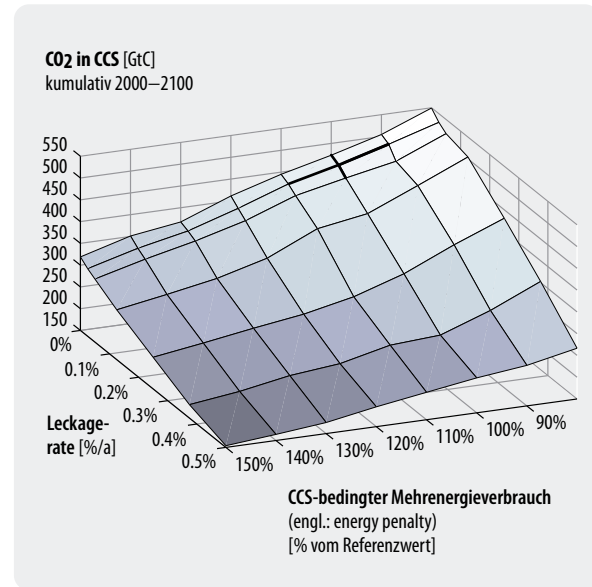


Abbildung 15-5: Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Leckagerate und der Energy Penalty auf die optimale Menge des zu sequestrierenden CO₂

setzt werden.¹⁰ Gemäß derzeitiger Schätzungen ist diese Voraussetzung erfüllbar: Hypothese des IPCC ist, dass „wahrscheinlich“¹¹ für die global ausgewiesenen Potenziale von 2 000 Gt CO₂ nach einer Speicherzeit von 1000 Jahren über 99 Prozent des sequestrierten CO₂ in der Lagerstätte verbleiben (IPCC 2005). CO₂ sollte aus geschlossenen geologischen Formationen durch Diffusionsprozesse erst nach mehreren tausend Jahren in signifikanten Mengen an die Oberfläche treten, doch könnten messbare Leckagen bereits früher auftreten, z.B. durch unerwartete Gesteinsverwerfungen.¹² Die hier vorgelegte Sensitivitätsstudie macht keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit von Leckageraten, sondern zeigt lediglich, wie die Höhe der angenommenen Leckageraten das Gesamtergebnis beeinflusst.

Abbildung 15-5 dokumentiert, wie die Gesamtmenge von verpresstem CO₂ zum einen von der Leckagerate abhängt, zum anderen von der so genannten Energy Penalty¹³. Sie beschreibt den Effekt, dass wegen des Eigenbedarfs der CCS-Technologie die technische Effizienz eines Kraftwerks absinkt, wenn sie zusätzliche Komponenten zum Einfangen (und Sequestrieren)

8 Die Kosten sind in diesem Modell als spez. Investitionskosten (in EUR/kW_{el}) angegeben. Aus diesem Wert kann jedoch nicht unmittelbar auf die Höhe der Stromgestehungskosten (in ct/kWh) geschlossen werden.

9 Floor costs bezeichnen diejenigen Kosten, die durch Lernprozesse nicht vermindert werden können, etwa spezifischer Materialverbrauch. Im Gegensatz dazu fallen z.B. anfängliche Kosten für F&E bei zunehmender Anwendung einer Technologie immer weniger ins Gewicht.

10 Bei einer jährlichen Leckagerate von 1 Prozent verbliebe nach 50 Jahren nur noch rund 60 Prozent der eingespeicherten Menge im Speicher, während nach 100 Jahren schon etwa zwei Drittel der ursprünglich eingelagerten Menge wieder freigesetzt sein würden.

11 Mit „wahrscheinlich“ ist lt. IPCC eine Wahrscheinlichkeit im Bereich von 66–90 Prozent gemeint.

12 Neben Gesteinsschichten werden auch noch andere Lagerorte, z.B. die Ozeane, diskutiert. Geologische Formationen spielen aber in der allgemeinen Diskussion die dominierende Rolle.

13 Energy penalty bezeichnet den zusätzlichen Energieaufwand, den die CCS-Technologie benötigt. 100 Prozent bezeichnet einen Referenzwert (engl. default), Werte < 100 Prozent bedeuten eine niedrigere Energy Penalty, d.h. einen geringeren Effizienzverlust.

von CO₂ enthält. Je niedriger die aus den geologischen Formationen entweichende Menge an CO₂ ist und je günstiger die Energy Penalty ausfällt, desto kostengünstiger und wirkungsvoller ist der Einsatz von CCS. Es zeigt sich außerdem, dass die Leckagerate insbesondere für eine niedrige Energy Penalty einen durchaus sensitiven Einfluss auf die Nutzung von CCS hat.

Für das Kostensenkungspotenzial ergibt sich folgendes Ergebnis: Bei Annahme einer durchschnittlichen Lernrate von 15 Prozent für erneuerbare Energien und einer jährlichen Leckagerate von 0,05 Prozent des eingelagerten CO₂ zeigt sich, dass für die Begrenzung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf unter 450 ppm nur mit einem relativen Verlust von 0,6 Prozent des globalen Bruttosozialprodukts gegenüber dem Business-as-usual-Pfad gerechnet werden muss, wobei ca. 456 GtC eingefangen und sequestriert werden.

Mit zunehmender Nutzung sinken die relativen Kosten von CCS. Im Vergleich zu Varianten mit geringeren Lernraten wird deutlich mehr CO₂ eingelagert. Eine steigende Effizienz der Investitionen in CCS (hervorgehoben durch Lernkurveneffekte und abnehmende Höhe der Energy Penalty) lässt die kumulierte Menge an CCS steigen, bis der technische Fortschritt ausgeschöpft ist und keine weiteren nennenswerten Senkungen der volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes zu erreichen sind.

Auch die **Diskontrate** spielt in Modellen zur Berechnung von Klimaschutzstrategien eine wichtige Rolle, da sie für die Bestimmung der Emissionsminderungsziele entscheidend ist. Je höher die Diskontrate, um so mehr wird in der Gegenwart konsumiert und umso weniger wird investiert, was bedeutet, dass die Kosten des Klimaschutzes stärker in die Zukunft verlagert werden – und damit auch die Emissionsminderungen.

Die Höhe der Diskontrate hat einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Wahl der Vermeidungsoptionen: Bei einer hohen Diskontrate kommt CCS stärker zum Zuge, und es wird zugleich die Phase der stärkeren Nutzung der REG weiter in die Zukunft verlagert. Der Grund liegt darin, dass in diesem Fall die heute zu tätigen Investitionen in die REG und damit die Kosten des Umbaus des Energiesystems in die Zukunft verlagert werden, weil sie bei hoher Diskontrate in der Zukunft günstiger ausfallen. Die dann implizit präferierte längere Nutzung der fossilen Energieträger kann mit den angenommenen Klimaschutzziele unter entsprechenden Kostenverhältnissen nur noch dann vereinbart werden, wenn CCS stärker genutzt wird.

Die Einführung und Förderung der REG (und die Erhöhung der Energieeffizienz, die nicht expliziter Gegenstand dieses Berichtes ist) bleiben unumgänglich, besonders wenn man begrenzte geologische Speicherpotenziale für CO₂ und Leckageraten in relevanter Höhe unterstellt. Investitionen in CCS können den Übergang zu einer emissionsfreien Energieversorgung dann erleichtern, wenn sich der derzeitige Verlauf der Marktentwicklung und der Kostensenkung von REG deutlich

verlangsamen und gleichzeitig CCS-Technologien ihre Kostensenkungspotenziale sehr rasch erreichen. Sind beide Optionen ökonomisch etwa gleich erfolgreich, so wird es insbesondere von der Höhe erfolgreicher Effizienzsteigerungen abhängen, wie stark beide optionale Angebote nachgefragt werden.

15.2.2 Die Kosten der Exploration und Extraktion von fossilen Energieträgern

Bislang wenig Beachtung findet die Rolle der Verfügbarkeit fossiler Ressourcen bei der Bestimmung der Opportunitätskosten des Klimaschutzes und speziell von CCS. Die Opportunitätskosten des Klimaschutzes steigen, je mehr fossile Ressourcenbestände (Kohle, Öl und Erdgas) zum Zeitpunkt der Einführung einer spürbaren Klimaschutzpolitik vorhanden sind. Denn der Klimaschutz entwertet die fossilen Ressourcenbestände und den gesamten Kapitalstock, der im fossilen Ressourcensektor gebunden ist. Durch den Klimaschutz kann ein Großteil der Ressourcenbestände, die im Business-as-usual-Szenario ökonomisch nutzbar waren, nicht mehr genutzt werden.

Dieser Effekt wird verstärkt, je schneller der technische Fortschritt im Extraktions- und Explorationssektor neue fossile Ressourcenbestände zugänglich macht. Zeigt der technische Fortschritt im Bereich der Exploration und Extraktion eine hohe Dynamik – und dies ist empirisch der Fall (Rogner 1997) – wird CCS relativ stark zum Einsatz kommen, um die fossilen Ressourcen auch unter den Bedingungen eines ambitionierten Klimaschutzes nutzen zu können. Da die Beschreibung der Fortschritte in Extraktion und Exploration sowie der damit verbundenen Kosten im Detail derzeit umstritten ist, sollen Auswirkungen der Unsicherheit durch die folgende Szenarienanalyse untersucht werden.

Doch zunächst ist zu klären, was unter Ressourcen zu verstehen ist: Ressourcen bezeichnen die (physikalische) Gesamtheit vorhandener Rohstoffe. Reserven sind dagegen die beim Stand der heutigen Technik und Preise erreichbaren Vorkommen (Rogner 1997). Ändern sich die technischen Möglichkeiten und die damit verbundenen Kosten, werden Ressourcen zu Reserven: Steigende Kosten führen zu einer verstärkten Bemühung, neue Ressourcen zu erschließen und als Reserven nutzbar zu machen.

Das Konzept der **Rogner-Kurve** gibt die Trennung zwischen Ressourcen und Reserven auf. Sie beschreibt die Extraktionskosten in Abhängigkeit von der bisher extrahierten Menge. Die Dynamik des Kostenanstiegs hängt von drei Aspekten ab: Erstens den Extraktionskosten selbst, zweitens den Substitutionsmöglichkeiten zwischen den verschiedenen fossilen Energieträgern und drittens dem technischen Fortschritt (Rogner 1997, Leggett 2005).

Die Rogner-Kurve kann wie folgt verstanden werden: Der Erschließung neuer Ressourcen wirkt die Ausschöpfung der vorhandenen entgegen, und die Ausschöpfung

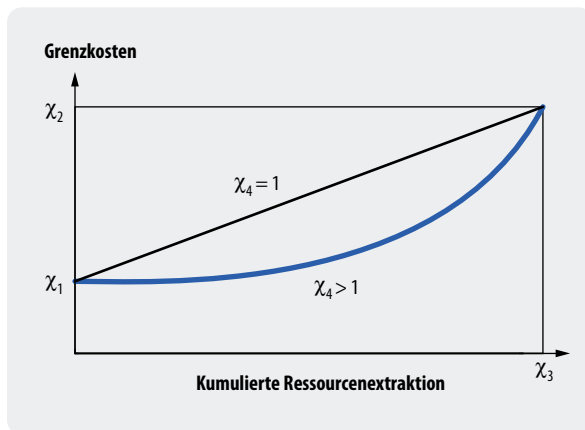


Abbildung 15-6: Rogner-Kurve: Grenzkosten der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion in stilisierter Form (basierend auf Nordhaus und Boyer 2000)

zieht steigende Abbaukosten nach sich, je mehr Einheiten einer Ressource bereits abgebaut worden sind. Im Idealfall ist der Kostenanstieg monoton (s. Abbildung 15-6, Rogner 1997). Unsicherheiten über den Verlauf dieser Kurve werden durch charakteristische Parameter beschrieben: χ_3 repräsentiert die Ressourcenbasis; χ_4 beschreibt, ob der Kostenanstieg bereits frühzeitig spürbar ist (kleiner Wert) oder erst spät deutlich einsetzt (hoher Wert).¹⁴

Abbildung 15-7 zeigt, dass die Kosten des Klimaschutzes zunehmen, je mehr fossile Ressourcenbestände vorhanden sind, beispielsweise durch intensivierte Exploration. In Abbildung 15-7 sind die Kosten des Klimaschutzes in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Ressourcenbasis χ_3 und dem Parameter für χ_4 aufgeführt. Erhöhen sich die Kosten der Extraktion erst relativ spät, so steigen damit auch die volkswirtschaftlichen Kosten von CCS für den gesamten Zeitraum an. Der Grund liegt darin, dass bei einem späten Anstieg der Extraktionskosten im Business-as-usual-Fall vergleichsweise große Mengen kostengünstiger fossiler Energieträger zur Verfügung stünden und auch eingesetzt würden, was dann im Klimaschutzfall nicht mehr möglich wäre. Daher ergeben sich höhere Opportunitätskosten des Klimaschutzes. Unter der Voraussetzung hohen technischen Fortschritts im Extraktionssektor ist die Lücke der zu reduzierenden Emissionen relativ groß, die wegen des starken Einsatzes fossiler Ressourcen zwischen dem Business-as-usual und dem Klimaschutzfall entsteht. Daher wird CCS besonders stark genutzt, um das Klimaziel überhaupt erreichen zu können (s. Abbildung 15-9).

14 Wird beispielsweise $\chi_4=1$ gewählt, ist die Rogner-Kurve eine lineare Funktion, d.h. eine Gerade, während durch $\chi_4=2$ die Rogner-Kurve einen quadratischen Verlauf erhält. Die Kosten bleiben im quadratischen Fall solange geringer als im linearen Fall, bis die Menge χ_3 extrahiert worden ist. Darüber werden durch die quadratische Funktion höhere Kosten beschrieben. Durch Wahl größerer Werte für χ_4 (z.B. $\chi_4=3$, kubisch) wird der Effekt verstärkt.

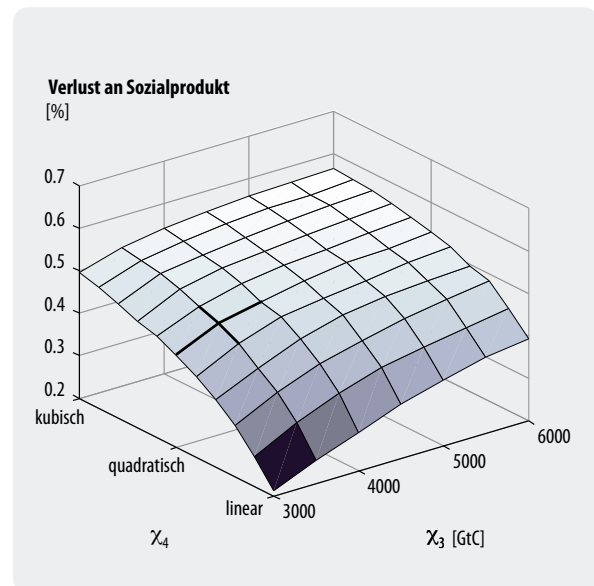


Abbildung 15-7: Kosten des Klimaschutzes als prozentualer Verlust vom Weltsozialprodukt in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4)

Die Ressourcenbasis für die fossilen Energieträger wird im Augenblick auf 3 500 bis 6 500 GtC geschätzt (WEC 2000), deren Umwandlung in CO₂ eine Begrenzung des Klimawandels unmöglich machen würde. Nicht die fossilen Ressourcen wären der limitierende Faktor der fossilen Energienutzung, sondern das Klimasystem.

Da die Extraktionskosten von Kohle langsamer ansteigen werden als für Erdöl, ist zukünftig eine teilweise Substitution von Erdöl durch Kohle zu erwarten. Auch aus diesen Überlegungen heraus wird vermutlich die Bedeutung von CCS zunehmen.

In der Debatte um die so genannten Peak-Oil-Szenarien geht es ökonomisch betrachtet nicht primär um die Frage, wann das Extraktionsmaximum erreicht wird, sondern zu welchen Kosten Öl durch Kohle und Gas ersetzt werden kann. Hier sind die Unsicherheiten enorm. Daher wurden hier vier zusätzliche Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen über den Verlauf der Rogner-Kurve gerechnet (siehe Abb. 15-8 und Abb. 15-9).¹⁵ In drei Peak-Oil-Szenarien („Peak Oil (a)/(b)“, „Tar Sands“) wird davon ausgegangen, dass sich Öl nur unter enorm hohen Kosten durch Kohle und Gas substituieren lässt. Im vierten Szenario, das ebenso Plausibilität beanspruchen kann, und das von Nordhaus in seinen Abschätzungen zugrunde gelegt wird (Nordhaus und Boyer 2000), sind die langfristigen Kosten der Substitution eher gering. Die Abschätzung dieser hier unterschiedlich angesetzten Rogner-Kurven – vor allem

15 Nordhaus/Boyer 2000: $\chi_3 = 6000$ GtC, $\chi_4 = 4$. Edenhofer et al. 2006: $\chi_3 = 3000$ GtC, $\chi_4 = 2$. Peak Oil (a): $\chi_3 = 500$ GtC, $\chi_4 = 2$. Peak Oil (b): $\chi_3 = 1000$ GtC, $\chi_4 = 2$. Tar Sands: $\chi_3 = 500$ GtC, $\chi_4 = 3$. In allen Szenarien: $\chi_1 = 113$ US\$/tC und $\chi_2 = 700$ US\$/tC.

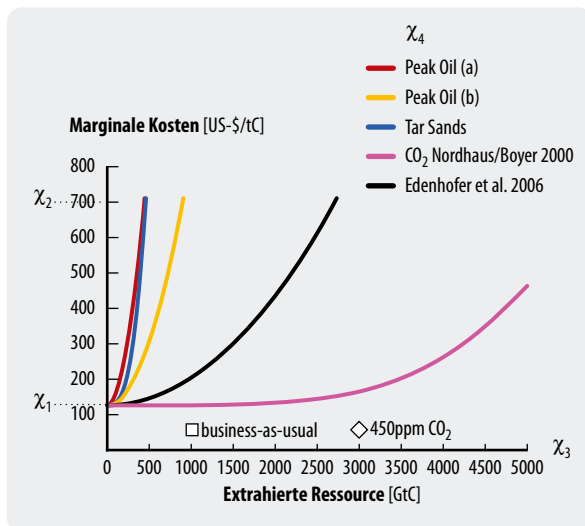


Abbildung 15-8: Marginale Kosten (Grenzkosten) der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion für die im Text beschriebenen Szenarien

aus Bottom-up-Modellen – kann als eine wichtige Forschungsaufgabe gelten, da von diesen die ökonomische Vorteilhaftigkeit von CCS im Rahmen des Klimaschutzes entscheidend abhängt.

Sinken nun die Kosten der fossilen Extraktion durch Lernkurveneffekte, so erweitert sich der Anteil der verfügbaren Reserven an der Ressourcenbasis. Je geringer

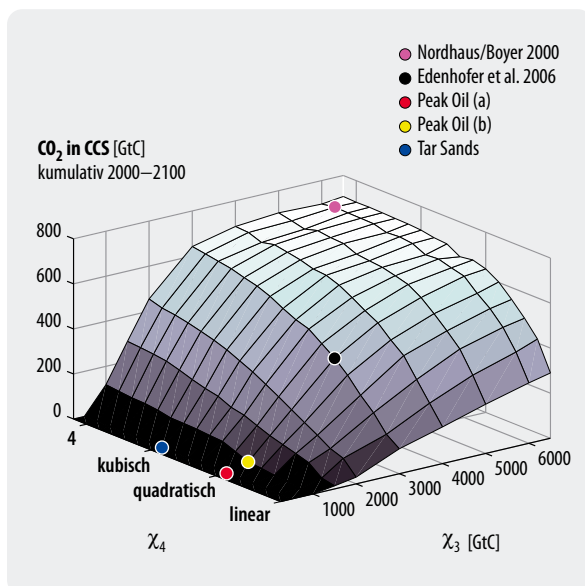


Abbildung 15-9: Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4). Farbige Punkte markieren die im Haupttext diskutierten Szenarien. Peak Oil (a) und (b) sowie Tar Sands bezeichnen Peak-Oil-Szenarien mit geringfügig unterschiedlicher Parameterwahl. Im Falle von Tar Sands wird der Abbau von Teersanden angenommen

die Kosten der Exploration und Extraktion sind, umso mehr CO_2 wird im Verlauf des nächsten Jahrhunderts sequestriert werden (Abbildung 15-9).

Diese Lernkurveneffekte und sinkende Kosten bedeuten allerdings nicht etwa abnehmende Preise für fossile Rohstoffe, sondern eine Abflachung des generellen Preisanstiegs (anhand von Abbildung 15-8 kann man sich dies als Wechsel zu einer Kurve mit flacherem Anstieg vorstellen).

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der technische Fortschritt in der fossilen Exploration und Extraktion den Klimaschutz teurer macht (vgl. Abbildung 15-7). Paradoxe Weise reagieren die Energiemärkte auf steigende Preise fossiler Primärenergieträger nicht ausschließlich mit Investitionen in REG: Die Preise bieten vielmehr auch einen Anreiz, in die Extraktion und Exploration bisher weitgehend ungenutzter fossiler emissionsintensiver Ressourcen (so genannte unkonventionelle Ressourcen) zu investieren.¹⁶ Dieser Effekt lässt sich zur Zeit beobachten: der hohe Ölpreis stimuliert den Abbau von Ölsanden und Ölschiefer in Alberta, die bei einem Preis von ca. 80 \$ pro Barrel in großem Maßstab abgebaut werden können (Economist 2006). Die fossilen Ressourcenbestände erfahren also durch den hohen Öl- und Gaspreis eine starke ökonomische Aufwertung in dem Maße, in dem neue Vorkommen entdeckt werden: durch den dann einsetzen den technischen Fortschritt werden fossile Brennstoffe noch so lange wettbewerbsfähig sein, bis schließlich die Kosten der fossilen Energieträger die Kosten der REG erreichen.

Ohne Klimaschutzpolitik, d.h. ohne Internalisierung der sozialen Kosten eines destabilisierten Klimas, würde insbesondere bei einer ressourcenbedingt stärkeren Fokussierung auf Kohle der notwendige Umbau der Energiesysteme viel zu spät kommen, um relevante Klimaschutzziele noch erreichen zu können.

Allerdings kann in den vergangenen Jahren auf Seiten der Energiewirtschaft partiell ein Umdenken beobachtet werden: Induziert durch hohe Öl- und Gaspreise erhalten neben dem verstärkten Bemühen um die Förderung unkonventioneller Ressourcen auch Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien einen deutlichen Schub (Leggett 2005).

Die steigenden Kosten des Klimaschutzes durch technischen Fortschritt in der Exploration und Extraktion fossiler Ressourcen können gemildert werden, wenn CCS in relativ starkem Umfang zum Einsatz kommt.

¹⁶ Es gibt jedoch begrenzende Faktoren bei der Nutzung unkonventioneller Ressourcen, z.B. die gesellschaftliche Akzeptanz, die beispielsweise bei der Nutzung von Ölsanden in Kanada sowie bei Ölschiefern in den USA aufgrund des immensen Naturverbrauchs ein bestimmendes Moment werden dürfte. Weitere Grenzen ergeben sich aus der Größenordnung, die im Zeitablauf erreicht werden kann: Die großmaßstäbliche Bereitstellung von aus unkonventionellen Quellen gewonnenen Energieträgern dauert Jahre und kann nicht beliebig gesteigert werden (Economist 2006).

Die Zeit arbeitet für CCS: je länger es dauert, bis es zu einem internationalen Klimaschutzabkommen kommt, und je länger die fossilen Energieträger massiv eingesetzt werden und Lerneffekte realisieren, desto wahrscheinlicher wird der großskalige Einsatz von CCS.

Kommt es innerhalb der nächsten Jahre oder Jahrzehnte zu einer strukturellen Begrenzung der Förderbarkeit konventioneller fossiler Energieträger und damit zu einem dauerhaften Preisanstieg, werden unterschiedliche Substitutionsprozesse einsetzen. Gerade diese Art von Substitutionsdynamik im Zeitverlauf und ihr Gesamtergebnis sind bisher noch unzureichend untersucht. Insgesamt wird bei der Analyse deutlich, dass die zeitliche Entwicklung der Nutzung verschiedener Energieträger noch mit Unsicherheiten behaftet ist. Im folgenden Abschnitt werden in diesem Zusammenhang Auswirkungen unterschiedlicher Zeitpunkte der Verfügbarkeit von CCS betrachtet.

15.2.3 Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie

In der Diskussion um die Vorteilhaftigkeit von CCS spielt der Zeitpunkt der Verfügbarkeit eine große Rolle. So wird von einigen Kritikern behauptet, wenn die CCS Option nicht innerhalb der nächsten Dekade in großskaligem Maßstab zur Verfügung stehe, sei ihre Nutzung aus volkswirtschaftlicher Perspektive nicht weiter lohnend. Dieses Argument verdient eine eingehendere Prüfung.

Die Simulationsexperimente zeigen, dass sich die Nutzung von CCS auch dann noch lohnen kann, wenn sich die Einführung von CCS um Dekaden verzögert – auch wenn die kumulierte Menge an CCS für das 21. Jahr-

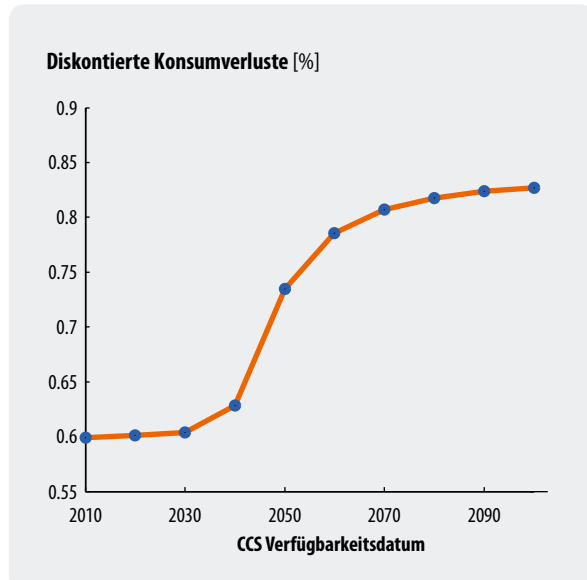


Abbildung 15-11: Diskontierte Konsumverluste in Prozent, die durch die Kosten des Klimaschutzes entstehen, in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie

hundert deutlich abnimmt, sollte die Technologie erst ab 2050 zur Verfügung stehen (vgl. Abbildung 15-10). Entsprechend steigen die durch die Kosten des Klimaschutzes bewirkten diskontierten Konsumverluste (vgl. Abbildung 15-11), denn das Kostensenkungspotenzial von CCS für den Klimaschutz ist in den nächsten vier Dekaden am größten. Allerdings verändert eine spätere Verfügbarkeit der CCS-Option weder die kumulierte Menge der reduzierten Emissionen noch den Zeitpfad der Reduktion entscheidend (vgl. Abbildung 15-12).

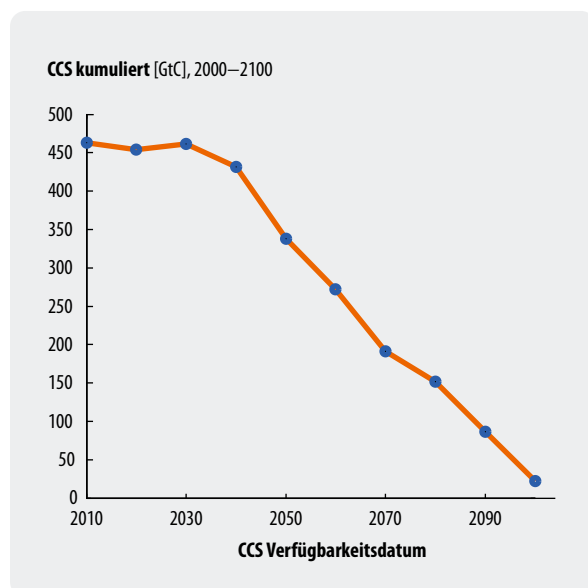


Abbildung 15-10: Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie

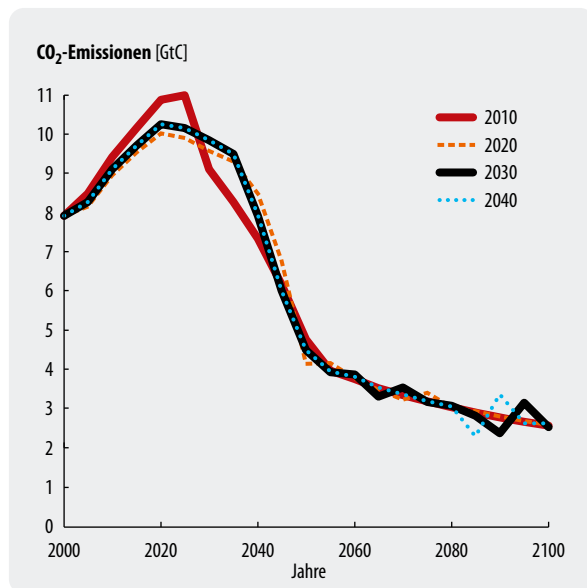


Abbildung 15-12: CO₂-Emissionspfade bei unterschiedlichen Zeitpunkten der Verfügbarkeit von CCS

Die Ergebnisse können wie folgt erklärt werden: Wenn CCS erst mit Verzögerung zu Verfügung steht, ist es aus heutiger Sicht lohnender, von Beginn an die Förderung der REG zu forcieren. Denn nach 2050 steigen die Kosten der Extraktion der fossilen Energieträger stark an, was eine ausgiebige Nutzung von CCS nach 2050 weniger attraktiv werden lässt. In Folge der Kostensteigerung der fossilen Energieträger steigen die Opportunitätskosten des Klimaschutzes bei unveränderten Annahmen über die Lernkurven der REG in den ersten vier Jahrzehnten am stärksten, wenn die CCS-Option nicht zur Verfügung steht.

Insgesamt besteht der Beitrag von CCS zur Umsetzung einer ambitionierten Klimapolitik darin, unabhängig vom Zeitpunkt einer großskaligen Markteinführung die Kosten zu verringern. Je nachdem, ob CCS nun früher oder später implementiert würde, fallen diese Kostenreduktionen unterschiedlich hoch aus.

15.3 Anforderungen an einen institutionellen Rahmen für CCS

Die Einführung und Umsetzung einer Klimaschutzoption ist mit weit reichenden Konsequenzen institutioneller Natur verbunden. Dabei sind einerseits die für CCS spezifischen Kosten und Risiken zu beachten, andererseits aber auch die Möglichkeit, CCS als zusätzliche Klimaschutzoption in ein Portfolio bereits bestehender ordnungspolitischer Instrumente zu integrieren.

Im Folgenden werden verschiedene Aspekte identifiziert und erörtert, die im Rahmen einer Regulierung von CCS berücksichtigt werden müssen. Ausgangspunkt ist dabei, welche Folgerungen sich aus den Modellergebnissen des vorigen Abschnitts für die Diskussion zwischen „Cap-and-trade“-System und Technologieprotokoll als übergeordneter Herangehensweise an Klimaschutzvereinbarungen ziehen lassen. Anschließend sollen kritische rechtliche Aspekte einer institutionellen Regelung von CCS herausgearbeitet werden, ergänzt durch einen exemplarischen Überblick der bestehenden Regelungen in den USA, Japan, der EU und Deutschland. Schließlich werden internationale Herausforderungen an einen institutionellen Rahmen skizziert, welche die Ergebnisse der ökonomischen Analyse aus Kap. 15.2 aufnehmen und auf einen geeigneten Einbau in das internationale Klimaregime zielen.

Die Entwicklung eines geeigneten institutionellen Rahmens ist Herausforderungen auf mehreren Ebenen ausgesetzt:

- **Zeitliche Dimension:** Der langfristige Zeithorizont von CCS verlangt besondere Beachtung; der Umgang mit Folgen von Leckagen muss über weit mehr als einige Jahrzehnte geregelt sein.

- **Räumliche Dimension:** Lokale Risiken (etwa für Ökosysteme in der Nähe einer Speicherstätte) und globale Auswirkungen (d.h. die mögliche Gefährdung von Klimaschutzziele durch Leckagen aus Speichern) sind geeignet zu erfassen.
- **Inhaltliche Dimension:** Neue Konzepte sind erforderlich, um CCS sinnvoll in das globale Klimaschutzregime einzubetten. Lokale Risiken müssen dagegen in bestehende Regelungssysteme eingebettet werden.

Am Rande sei bemerkt, dass die Implementierung eines institutionellen Rahmens auf die Zustimmung demokratischer Souveräne angewiesen ist. Die öffentliche Wahrnehmung von CCS darf daher nicht außer Acht gelassen werden. Derzeit wird CCS in der Öffentlichkeit zwar mit Skepsis bedacht, insbesondere im direkten Vergleich zu anderen Klimaschutzoptionen. Allerdings besteht ein großes Informationsdefizit (IPCC 2005), so dass eine verbesserte Information der Öffentlichkeit und eine vertiefende öffentliche Diskussion der Option CCS ratsam scheint.

15.3.1 Die Basis eines institutionellen Rahmens: „Cap and trade“ versus Technologieprotokoll

Die Modellergebnisse verweisen auf ein zentrales Dilemma der gegenwärtigen Klimaschutzpolitik: Die REG sind die zentrale Option, auf Dauer eine emissionsarme Energieversorgung zu ermöglichen, und CCS wird als eine Option angesehen, um die Kosten des Übergangs zu senken (siehe auch Bauer 2005). Die Kostensenkungspotenziale beider Optionen werden aber erst realisiert, wenn es zu ausreichenden Investitionen kommt. Diese Investitionen werden jedoch nicht getätigt, wenn die Zertifikatspreise für Emissionsrechte nicht ansteigen. Die Zertifikatspreise können aber nicht steigen, wenn es nicht zu weiter gehenden Emissionsvereinbarungen kommt. Diese Vereinbarungen werden hinausgezögert, weil die Vertragsstaaten meinen, Klimaschutz sei teuer; andererseits können seine Kosten nicht gesenkt werden, wenn nicht investiert wird.

Steigt darüber hinaus der Ölpreis, wenn auch nur vorübergehend, so werden damit Investitionen in den Sektor der Ressourcenextraktion gelenkt, mit denen die verfügbaren Reserven vergrößert werden können, wodurch die volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes weiter steigen.

Es sind wohl genau diese Zusammenhänge, die hinter der Debatte um ein Technologieprotokoll auf der einen Seite und ein „Cap-and-trade“-System auf der anderen Seite stehen: Die Vertreter von Technologieprotokollen erwarten nicht, dass multilaterale Abkommen früh genug kommen, um eine hinreichend schnelle Entwicklung emissionsarmer Energietechnologien zu ermöglichen. Die Entwicklung dieser Technologien ist jedoch nötig, um die Kosten des Klimaschutzes innerhalb vertretbarer Grenzen zu halten.

Auf der anderen Seite können die Vertreter von „Cap-and-trade“-Ansätzen für ihre Position geltend machen, dass es ohne Vorgaben für Emissionsminderungen keinen Anreiz gibt, CCS und REG in großem Maßstab einzuführen. Langfristig also kann ein Technologieprotokoll alleine keinen effektiven Klimaschutz garantieren. Eine Kombination von Technologieprotokoll und „cap and trade“ könnte durchaus eine Möglichkeit bieten, Bewegung in die internationalen Klimaverhandlungen zu bringen. Zum Erfolg dieses Ansatzes könnte die Option CCS durch ihr kostensenkendes Potenzial beitragen. Gleichzeitig erweist sich für CCS eine gezielte Technologieförderung dann als sinnvoll, da die Einführung von CCS innerhalb der nächsten Dekaden den höchsten volkswirtschaftlichen Gewinn nach sich zieht. Eine große Bedeutung kommt daher der politischen Unterstützung von Pilotprojekten zu – nicht nur für CCS, sondern auch für REG und Effizienzsteigerungen. In Kapitel 15.3.6 wird auf die Bedeutung von Pilotprojekten näher eingegangen.

15.3.2 Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte

Folgerungen aus dem Vorsorge- und Verursacherprinzip des Umweltrechts

Das Umweltrecht basiert auf grundlegenden Prinzipien, die als normative Richtschnur für die Regelung von CCS gelten können. Sie finden auf deutscher, europäischer und internationaler Ebene – teils in unterschiedlicher Formulierung und Schwerpunktsetzung – Anwendung (Kloepfer 2004).¹⁷ Unter den Prinzipien ist in erster Linie das Vorsorge- sowie das Verursacher- und Gemeinlastprinzip für CCS von Bedeutung.

Das Vorsorgeprinzip fordert den Gesetzgeber zu präventivem Schutz auch vor potenziellen Gefahren in der Zukunft auf. Angesichts der Langfristigkeit der Speicherung von CO₂ und daraus erwachsender Folgewirkungen muss ein institutioneller Rahmen geeignete Regelungen für den Umgang mit künftigen Risiken definieren.

Konkret muss der rechtliche Rahmen für CCS also in der Lage sein, die Verantwortung und Haftung für künftige Risiken, insbesondere die Leckage von CO₂, über lange Zeiträume sicherzustellen: Schäden in der Speicherung werden möglicherweise erst bekannt, wenn das für die Sequestrierung in die Lagerstätte verantwortliche Unternehmen nicht mehr existiert. Es dürfen keine Anreize gesetzt werden, die rechtliche und monetäre Verantwortung auf spätere Generationen zu verschieben. Geeignete Rahmensetzungen bestehen dafür global noch nicht (IPCC 2005).

In diesem Zusammenhang ist auch das Verursacherprinzip von Relevanz: Kosten von Umweltschäden werden grundsätzlich dem Verursacher zugerechnet. Wenn dieser aber nicht festgestellt werden kann oder die Anwendung des Verursacherprinzips zu schweren wirtschaftlichen Störungen führen würde, muss die Allgemeinheit die Kosten nach dem *Gemeinlastprinzip* tragen. Für mögliche aus der Sequestrierung entstehende Schäden heißt das: Zu vermeiden sind Regelungen, welche die Verantwortung für Risiken aus CCS von den durchführenden Unternehmen auf den Staat verschieben. Es besteht aber eine Letztverantwortung des Staats, insbesondere für den Fall, dass das Unternehmen zum Zeitpunkt auftretender Schäden nicht mehr besteht (siehe auch WBGU 2006).

Definition einer akzeptablen Leckagerate

Neben der unvermeidlichen langsamen Leckage aus CO₂-Speichern kann es aufgrund von Störfällen beim Einfangen, Transportieren und Speichern von CO₂ zum plötzlichen Austritt größerer Mengen von CO₂ kommen. Wegen des Risikos gravierender lokaler Schäden für Ökosysteme und die menschliche Gesundheit dürfen Grenzwerte nicht überschritten werden: Regelungen dafür können sich allerdings an vorhandene Regelungen anlagentechnischer Störfälle anschließen (IPCC 2005).

Die langsame, aber langfristig wirksame Leckagerate ist nur bis zu einem bestimmten Maximum akzeptierbar, da sie die globale Klimaschutzwirkung und mögliche damit erfüllte Emissionsminderungsverpflichtungen konterkariert. Die damit verbundenen Probleme und Lösungsvorschläge werden in Kapitel 15.3.4 und Kapitel 15.3.5 näher betrachtet.

Auswahl und Genehmigung der Lagerstätten

Die Auswahl der Lagerstätten muss gleichzeitig den Kriterien Sicherheit gegen Störfälle, geringer langfristiger Leckage und Kosteneffizienz genügen: Unternehmen werden dabei versuchen, einerseits die Kosten der Auswahl sicherer Lagerstätten zu externalisieren, zum anderen das Risiko des Ausgasens ebenfalls auf Dritte, z.B. den Staat, abzuwälzen.

Im Sinne des Verursacherprinzips wird es darauf ankommen, Anreize für die Unternehmen zu schaffen, sichere Lagerstätten zu suchen und die Haftung für mögliche Leckagen zu übernehmen. Dabei sollten die Haftungsregelungen zugleich technischen Fortschritt in Richtung einer Vergrößerung der Sicherheit anstoßen (vgl. etwa Perrings 1989). Andererseits fordert das Gemeinlastprinzip, geeignete Regelungen für den möglichen Ausfall des Betreiberunternehmens zu treffen.

¹⁷ Für das Recht der Europäischen Union siehe Art. 174 II 2 EGV, eingeführt durch die Einheitliche Europäische Akte (1986). Die ausdrückliche Einführung in das deutsche Recht erfolgte durch Art. 34 des Einigungsvertrags (1990).

Überwachung und Kontrolle der Lagerstätten

Die Überwachung der Lagerstätten ist notwendig, um die Menge des gespeicherten CO₂ zu kontrollieren bzw. den durch Leckage entweichenden Anteil zu bestimmen und mögliche Sanktionen verhängen zu können. Neben der Frage, ob es technisch überhaupt möglich ist, Leckageraten in der Größenordnung von z.B. unter 0,1 Prozent zu messen, ist der Zeitraum zu definieren, in dem die Überwachung erfolgen soll.

Es existieren Vorschläge, diese Aufgabe für einen Zeitraum von etwa 30 Jahren privaten Firmen zu übertragen (Wilson 2004). Aufgrund der prinzipiell über Jahrtausende zu sichernden CO₂-Einlagerung stellt sich die Frage, wie und durch wen – im Sinne des Vorsorge- und Verursacherprinzips – die langfristige Überwachung der Lagerung garantiert werden kann. Gegen eine alleinige Verantwortung der öffentlichen Hand spricht, dass dadurch eine Wettbewerbsverzerrung zu Ungunsten anderer Klimaschutzoptionen entstehen könnte (Dietrich und Bode 2005).

Zuweisung von Verantwortlichkeiten bzw. Haftung

Die im Zusammenhang mit CCS entstehenden Verantwortlichkeiten und Haftungsfragen lassen sich in drei Bereiche unterteilen¹⁸:

- Erstens die operationale Verantwortlichkeit und Haftung in Zusammenhang mit den in der Verfahrenskette notwendigen Prozessen,
- zweitens die In-situ-Haftung für die bei einem Störfall entstehenden Schäden am lokalen Ökosystem oder Gesundheitsgefährdungen,
- drittens die Verantwortlichkeit für Leckagen mit Blick auf die Folgen für den Klimaschutz, auch um bereits bei Planung und Sequestrierung Anreize für die bestmögliche Lagerung zu erzeugen.

Der Umgang mit den ersten Bereichen kann zwar aus bestehenden Regelungen (beispielsweise der Sicherheit bei Herstellung, Transport und Lagerung von chemischen Produkten) weiterentwickelt werden. Problematisch ist es allerdings, bezüglich der Abwägung von Verursacher- und Gemeinlastprinzip und damit der Aufteilung von Risiken zwischen Betreiberfirmen und Staat Einigkeit zu erzielen. Dagegen kann die Verantwortung für die Klimafolgen nicht ohne weiteres durch Weiterentwicklung bestehender Regelungen abgedeckt werden: Die potenziell langen Zeiträume zwischen einem Schaden und der den Schaden verursachenden Sequestrierung erschweren die Anwendung bestehender haftungsrechtlicher Regelungen, und die Verletzung individueller Rechtsgüter infolge der durch Leckage bewirkten negativen Wirkung für den Klimaschutz ist schwerlich nachweisbar (Dietrich und Bode 2005).

¹⁸ Für eine vertiefende Diskussion vgl. de Figueiredo et al. (2006).

Die Regelung der Verantwortung ist außerdem der Herausforderung ausgesetzt, auf die Ausbreitung von Lagerstätten über Staatsgrenzen hinweg zu reagieren: Sequestriertes CO₂ kann gewollt oder – durch Leckage zwischen geologischen Formation – ungewollt Grenzen überschreiten (IPCC 2005). Auch deswegen muss CCS in ein internationales Regulationssystem eingebunden werden. Bei der kontrovers diskutierten Einspeisung von CO₂ in internationale Gewässer verkompliziert sich das Problem weiter: Internationale Konventionen, insbesondere die Londoner Konvention zum Schutz der Meere von 1972, sind hier als erhebliche rechtliche Hürden einzubeziehen (IPCC 2005).

15.3.3 Relevante ordnungsrechtliche Vorschriften in ausgewählten Staaten und der EU

In diesem Abschnitt wird die existierende, für CCS relevante ordnungsrechtliche Situation in den USA, Japan, der Europäischen Union und Deutschland kurz zusammengefasst (vgl. Darstellung in Flachsland 2005, S. 165 ff. und Referenzen darin).¹⁹ Für die rechtliche Einordnung ist es relevant, dass die Sequestrierung von CO₂, abgesehen von ersten Pilotprojekten, bisher immer als Teil eines industriellen Prozesses durchgeführt wurde und nicht aus Gründen des Klimaschutzes: Beispielsweise kann bei der Ölförderung CO₂ in die Lagerstätte gepresst werden, um die Ölausbeute zu verbessern (enhanced oil recovery). Aus diesem Grund und wegen der bei CCS angestrebten, die bisherigen Operationen um Größenordnungen übersteigenden Mengen und Lagerzeiträume lässt sich die geltende rechtliche Situation nicht auf zukünftige CCS-Projekte übertragen.²⁰ Die Rechtslage ist daher teilweise noch ungeklärt und bedarf weiterer Untersuchungen.

USA

In den USA werden Abfallstoffe bereits seit den 30er-Jahren des vergangenen Jahrhunderts in geologische Formationen sequestriert. Nach Problemen vor allem mit Verseuchungen des Trinkwassers wurde in den 80er-Jahren von der Bundesbehörde EPA (Environmental Protection Agency) das so genannte UIC (Underground Injection Control) Programm erlassen. Diese bundesweite Regulierung haben 34 Staaten zusätzlich mit eigenen Vorschriften erweitert.

Kernpunkt des UIC ist die Klassifikation der für die Sequestrierung genutzten Bohrungen in verschiedene Kategorien. Dabei umfasst die erste Kategorie die Lagerung von Müll und Sondermüll in versiegelten Gesteinsformationen, die von den Trinkwasserreservoirs durch undurchlässige Schichten getrennt sind. Sie müssen

¹⁹ Neben der ordnungsrechtlichen Situation ist die Behandlung von CCS im Rahmen des EU-Emissionshandels zu beachten. Dazu sei auf die Literatur (Dietrich und Bode 2005) verwiesen.

²⁰ Die bei derzeitigen CCS Pilotprojekten (z.B. Weyburn, Sleipner, Ketzin) sequestrierten Mengen an CO₂ sind um Größenordnungen kleiner, als dies bei großskaligen CCS-Projekten mit dem Ziel ambitionierten Klimaschutzes der Fall wäre.

den höchsten Sicherheitsstandards genügen und verursachen die höchsten Regulierungskosten. Die zweite Kategorie betrifft die Förderung und Sequestrierung von Substanzen im Rahmen der Energieproduktion (enhanced oil recovery). Für sie gelten vergleichbare Standards, wenngleich ihre Zulassung weniger streng gehandhabt wird. Die anderen Regulierungskategorien werden für reguläre CCS-Operationen voraussichtlich nicht relevant sein.

Die Vorschriften zum Bau von Transportleitungen besagen im Wesentlichen, dass der Bau einer Transportleitung einen so genannten Right of Way (ROW) voraussetzt. Über die Erteilung eines ROW wird von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) im Hinblick auf mögliche ökologische Folgen und das bestehende öffentliche Interesse an der jeweiligen Transportleitung entschieden.

Japan

Eine besondere Rolle unter den in der Entwicklung von CCS führenden Staaten nimmt Japan ein, weil dort aufgrund der geographischen und geologischen Situation die Einlagerung nicht in geologischen Formationen, sondern vorwiegend in den Ozeanen erfolgen könnte.²¹

Ein besonderes damit verbundenes Problem ist die mögliche Beeinträchtigung der „biologischen Pumpe“ der Ozeane: es handelt sich dabei um die durch Phytoplankton erfolgende Bindung von atmosphärischem CO₂ an der Wasseroberfläche und den darauf folgenden Transport in tiefere Schichten. Gelangt verklapptes CO₂ wieder an die Oberfläche, so wird dort der pH-Wert erniedrigt, was eine Reduzierung der Pumpleistung zur Folge hat. Zudem sind die ökologischen Folgen von erhöhten CO₂-Konzentrationen in marinen Systemen weitgehend unbekannt (vgl. auch Kapitel 11.3).

Europäische Union und Deutschland

Eine Regulierung von CCS würde wahrscheinlich auf Ebene des Europarechts erfolgen, zum einen wegen einer partiellen Zuständigkeit der EU für die Umweltpolitik der Gemeinschaft (gemäß Art. 174 EGV), zum anderen wegen der möglichen Grenzüberschreitung bei der Speicherung.

In der Richtlinie 96/61/EG wird eine Liste industrieller Anlagen, vornehmlich Punktquellen größerer Emissionen, beschrieben, die einer behördlichen Genehmigung bedürfen. Obwohl die für CCS benötigten Anlagen nicht in dieser Liste zu finden sind und gewisse Probleme hinsichtlich einer zukünftigen Aufnahme

existieren, so wird zumindest deutlich, dass Anlagen dieser Art prinzipiell innerhalb des EU-Rechts genehmigungspflichtig sind.

Hinsichtlich möglicher Verschmutzung oder Verseuchung von Trinkwasser ist in der European Water Framework Directive festgeschrieben, dass Frischwasserreservoirs in keinsten Weise verunreinigt werden dürfen. Auch hier stellt sich die Frage, wie Risiken durch CCS in dieses Rahmenwerk integriert werden können.

Im geltenden europäischen Recht ist das abgetrennte CO₂ Abfall (Stand: Dez. 2007). Die unterirdische Lagerung von Stoffen, die nach der Deponierung physikalische, chemische oder biologische Veränderungen erfahren,²² ist bisher in der EU explizit untersagt. Die europäische Kommission hat jedoch angekündigt, dass sie das für CCS-Zwecke abgetrennte CO₂ aus dem Abfallrecht herausnehmen will. Eine entsprechende Richtlinie will die Kommission im Januar 2008 vorgehen. Es ergeben sich jedoch weitere abfallrechtliche Probleme, falls der abgeschiedene CO₂-Massenstrom mit als giftig deklarierten Substanzen (z.B. Schwermetallen) kontaminiert wäre.

Ergänzend zum Umweltrecht der EU sind nationale Gesetze zu beachten, darunter in Deutschland das Bundesberggesetz zur unterirdischen Lagerung natürlicher Gase, das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz, das Wasserhaushaltsgesetz und das Bundesimmissionsschutzgesetz.

Alle angeführten Gesetze beinhalten Überschneidungen bezüglich notwendiger Genehmigungen für CCS. Die Integration in bereits bestehende Regularien bringt also einige Probleme mit sich. Vermutlich würde CCS deshalb künftig innerhalb eines eigenen, speziell dafür zu erlassenden Rahmenwerks reguliert werden.

15.3.4 CCS im Rahmen des Kyoto-Protokolls

Ansätze globaler Regulierungen entstehen in erster Linie im Rahmen multilateraler Vereinbarungen. Für CCS ist dabei in erster Linie die UN-Klimarahmenkonvention und ihre Ausgestaltung durch das Kyoto-Protokoll relevant. Flexiblen marktorientierten Mechanismen (Zertifikatshandel, Joint Implementation und Clean Development Mechanism) kommen im Kyoto-Protokoll eine Schlüsselrolle zu, um die vereinbarten Emissionsreduzierungen kosteneffizient zu erreichen. CCS könnte als emissionsmindernde Maßnahme in die flexiblen Mechanismen einbezogen werden.

Derzeit ist CCS im Rahmen der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) nicht explizit vorgesehen. In der überarbeiteten Version der „IPCC 2006 Guidelines on National Greenhouse Gas Emission Inventories“ (korrigiert im April 2007) werden allerdings erstmals

²¹ Die in Kapitel 15.3.2 erwähnte Londoner Konvention stellt die Umsetzung allerdings vor rechtliche Hindernisse. Ferner dürfte eine fehlende gesellschaftliche Akzeptanz die Realisierung mariner CO₂-Speicherung erschweren bzw. ganz verhindern (vgl. dazu auch die Akteursanalyse in Kapitel 3).

²² Im Fall von CO₂ könnten das zum Beispiel chemische Reaktionen mit anderen Stoffen oder Phasenänderungen in Folge von zu erwartenden unterirdischen Migrationsprozessen sein.

Richtlinien zur Definition und Messung der durch CCS sequestrierten und gegebenenfalls wieder entweichenden Emissionen definiert:²³ CCS wird dabei als Technologie eingeordnet, die Emissionseinsparungen ermöglicht, die in den nationalen Treibhausgas-Inventaren zu berücksichtigen sind (Eggleston 2006).

Die mögliche Wanderung des gespeicherten CO₂ über Staatsgrenzen hinweg stellt eine Herausforderung dar, insbesondere wenn es zum CO₂-Fluss zwischen einem Annex B-Land und einem Nicht-Annex B-Land kommt (IPCC 2005). In den erwähnten Richtlinien wird Leakage aus Speichern dem Emissionsinventar desjenigen Staates zugerechnet, auf dessen Gebiet die Sequestrierung vorgenommen wurde (Eggleston 2006).

Schließlich schlagen sich derzeit noch bestehende technische Unsicherheiten in der Überwachung der Speicher und Messung der Leckageraten als Ungewissheiten in der Berechnung der Emissionsminderung nieder (IPCC 2005). Die Richtlinien sehen hierfür eine von Fall zu Fall zu spezifizierende Kombination aus Mess- und Modellierungsverfahren vor (Eggleston 2006).

Angeichts der Unsicherheiten über die Leckage-Raten spricht sich der WBGU dafür aus, sequestriertes CO₂ nicht im vollen Umfang als vermiedene Emission zu werten. Neben regulativen Vereinbarungen wie einem festen Abschlag von der Emissionsmenge schlägt der WBGU marktwirtschaftliche Haftungsmechanismen vor, insbesondere das Instrument der Carbon Sequestration Bonds, die in nachfolgendem Kapitel 15.3.5 vorgestellt werden (WBGU 2006).

Wird CCS als Vermeidungsoption ins Kyoto-Protokoll einbezogen, so könnten CCS-Projekte auch über flexible Instrumente wie den Clean Development Mechanism (CDM)²⁴ abgewickelt werden. Auf der Vertragsstaatenkonferenz der UNFCCC im November 2006 wurde entschieden, dass ein SBSTA-Prozess²⁵ stattfinden soll mit dem Ziel einer Entscheidung auf der Vertragsstaatenkonferenz in 2008 (CoP 14). In den zuständigen Gremien wurde im Vorfeld insbesondere die ökonomische Anreizwirkung der flexiblen Instrumente im Zusammenspiel mit CCS sowie die Frage nach der Aufteilung der langfristigen Haftung zwischen den beteiligten Staaten diskutiert (Wuppertal Institut 2006).²⁶

15.3.5 Carbon Sequestration Bonds: Ein Vorschlag für die Regulierung der Verantwortung für CO₂-Speicherung

Bei der Regulierung von CCS käme es darauf an, kritische Unsicherheitsparameter systematisch in den institutionellen Rahmen mit einzubeziehen und Anreize zu schaffen, anhand derer sich die Optionen CCS und REG in komplementärer Weise entwickeln können (vgl. Kapitel 15.2.1).

In diesem Zusammenhang ist die besondere Eigenschaft von CCS, dass es sich *nicht* um eine so genannte Backstop-Technologie handelt, die langfristig und dauerhaft zur Lösung des Klimaproblems eingesetzt werden kann, weil die Lagerkapazitäten und die fossilen Ressourcenbestände beschränkt sind. Es handelt sich bei dieser Option um eine Technologie, die eine wichtige Brückenfunktion für den Übergang in eine durch REG und Energieeffizienz geprägte Energiewirtschaft darstellen kann. Diese Funktion dürfte um so wichtiger sein, je später oder langsamer das Kostensenkungspotenzial der REG mobilisiert werden kann.

Die Langzeitstabilität der Speicher (d.h. die Leckagerate) stellt einen Unsicherheitsfaktor dar, der über den Emissionshandel des Kyoto-Protokolls hinaus eines eigenen Risikomanagements bedarf. Das Instrument **Carbon Sequestration Bonds** (im Folgenden: CSB, die Darstellung folgt im weiteren Edenhofer et al. 2004, siehe auch WBGU 2006) ist bislang der einzige Vorschlag dazu. Es setzt einen CO₂-Emissionshandel voraus bzw. modifiziert ihn und ist insofern mit dem marktorientierten Ansatz des derzeitigen Kyoto-Protokolls vereinbar. Das Instrument CSB versucht das Schlüsselproblem zu lösen, wie einerseits die Verwendung von Speichern mit niedriger Leckage gefördert und andererseits mit der verbleibenden Leckage und den Klimafolgen umgegangen werden kann.

Im Folgenden werden die beiden Varianten und ihre jeweilige Wirkung auf die Speichersicherheit vorgestellt. Die Varianten schließen sich allerdings nicht aus, sondern könnten kombiniert werden. Politisch unterstützte CCS-Pilotprojekte könnten in beiden Fällen die Wirksamkeit des CSB-Systems und damit der globalen Regulierung verbessern: Indem Pilotprojekte die Verlässlichkeit von Informationen über CCS erhöhen, gleichen sie Marktverzerrungen aus, die andernfalls die Erfolgchancen des Instruments CSB mindern könnten.

Variante 1: CSB als Instrument zusätzlich zu Emissionsrechten

Die maximale Schadenshöhe bei Leckage von gespeichertem CO₂ lässt sich in monetären Größen ausgedrückt einfach ermitteln: Es ist die Menge an CO₂, die aus der geologischen Formation entweicht, multipliziert mit dem zum Zeitpunkt des Austritts herrschenden Zertifikatspreis der Emissionen. Entweicht CO₂ aus einer geologischen Formation, so wird die Atmosphäre als „Lager“ für das CO₂ genutzt. Für diese Nutzung

23 Dabei wird ausschließlich CCS mit geologischer Speicherung betrachtet.

24 und prinzipiell auch Joint Implementation (JI)

25 SBSTA: Nebenorgan der Klimarahmenkonvention (Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice)

26 Einige Energiekonzerne (z.B. Shell, BP) setzen sich derzeit bereits aktiv für eine Einbindung von CCS in den CDM ein (Point-Carbon 2006). Da aber noch große Unsicherheiten bezüglich der Risiken von CCS bestehen, kritisieren Umweltorganisationen, z.B. Greenpeace, die Einbindung von CCS in den CDM-Mechanismus, da auf diese Weise die Risiken in die Entwicklungsländer exportiert würden (vgl. Greenpeace 2005).

wurde aber kein Preis entrichtet. Darum müsste im Fall des Entweichens das Unternehmen für diese Nutzung der Atmosphäre ein Zertifikat kaufen.

Da die Menge an Zertifikaten nicht zunimmt, steigt der Zertifikatspreis. Damit wird den Investoren, Verbrauchern und Unternehmern signalisiert, dass die Nutzungsrechte der Atmosphäre knapper sind, als sie ursprünglich angenommen haben.

Mit dieser Lösung allein wird man jedoch nicht verhindern, dass sich Unternehmen bei der Lagerung in geologischen Formationen spekulativ verhalten. Das Management eines Unternehmens könnte darauf spekulieren, dass das CO₂ erst entweicht, wenn das Unternehmen nicht mehr existiert, dass der Zertifikatspreis langfristig sinkt oder dass sich längst ein anderes Management mit dem Schaden herumzuschlagen hat. Ist der Zeithorizont der Investoren und Manager kürzer als der vermutete Zeithorizont des Entweichens von CO₂ und die Risikobereitschaft hoch, so kann auch die Lagerung in weniger langzeitstabilen geologischen Formationen für die Investoren ein Geschäft sein, da das Risiko auf die späteren Generationen abgewälzt werden kann. Es kommt daher vor allem darauf an, im Voraus einen Anreiz dafür zu schaffen, dass Unternehmen aus Eigeninteresse CO₂ in möglichst sicheren Formationen lagern.

Die Einführung von Carbon Sequestration Bonds eröffnet die Möglichkeit eines vernünftigen Risikomanagements: Jedes Unternehmen, das CO₂ in geologische Formationen einlagern will, muss einen Bond im Wert der eingelagerten CO₂-Menge kaufen. Aus der Sicht des Unternehmens ist dieser Bond ein Vermögenstitel, der auf der Aktivseite seiner Bilanz erscheint. Das Unternehmen garantiert für die Laufzeit des Bonds, dass das CO₂ in der geologischen Formation verbleibt. Ist dies tatsächlich der Fall, so wird der Bond verzinst (in der Höhe eines langfristigen Wertpapiers) an das Unternehmen zurückbezahlt. Der Bond wird jedoch alle drei Jahre durch eine noch näher zu bestimmende Umweltbehörde abgewertet, es sei denn, das Unternehmen kann zweifelsfrei mit geeigneten Methoden nachweisen, dass das CO₂ in der geologischen Formation verblieben ist. Entweicht CO₂, so wird der Bond teilweise entwertet und das Unternehmen muss die Forderung an die Umweltbehörde zum Teil abschreiben.

Der an die Umweltbehörde gefallene Betrag kann zur Subventionierung der erneuerbaren Energien verwendet werden. Diese Zweckbindung soll dazu dienen, die Übergangszeit zu einem klimafreundlichen Energiesystem möglichst kurz zu halten. Die Subventionierung kann umgekehrt als Kompensation für den erlittenen Wettbewerbsnachteil der erneuerbaren Energien interpretiert werden. Entweicht in der Zwischenzeit aber gelagertes CO₂ aus den geologischen Formationen, wird wertvolle Zeit, die für einen kostengünstigen Umbau des Energiesystems nötig gewesen wäre, vertan. Insofern stellt der Bond eine Art Versicherungsprämie gegenüber riskanten und unsicheren CO₂-Minderungsaktivitäten dar.

Die Carbon Sequestration Bonds müssen auf Märkten handelbar sein: Das Unternehmen kann dann seine Bonds verkaufen und sich auf diese Weise liquide Mittel verschaffen. Die Unternehmen werden ihre Bonds aber nur dann verkaufen können, wenn sie den Käufern eine verbesserte Verzinsung bieten können als ein risikoloses Wertpapier. Wie hoch dieser Risikoaufschlag sein wird, hängt davon ab, wie hoch die Käufer das Risiko einschätzen, dass der Bond abgewertet wird. Das Unternehmen kann nur dann einen hohen Bondpreis erzielen, wenn es die Käufer davon überzeugen kann, dass die Deponie sicher ist.

Es besteht also ein Anreiz für die gesamte Branche, das Vertrauen in die Bonds nicht zu unterminieren. Durch die drohende Abwertung der Bonds wird der Sicherheitsstandard der geologischen Formation zu einem marktfähigen Gut. Unternehmen werden nämlich einen Anreiz haben, leistungsfähige Kontrolltechniken zu entwickeln, die den Verbleib von CO₂ in den geologischen Formationen nachweisen²⁷. Je besser dieser Nachweis gelingt, um so höher liegt der Vermögenswert der Bonds. Da die CSB handelbar sind, können Anleger ihr Vertrauen in die CCS-Technologie dadurch ausdrücken, dass sie Bonds kaufen. Je höher das Vertrauen in der Öffentlichkeit, um so höher der Kurs. Damit wäre für die Öffentlichkeit die Möglichkeit geschaffen, sich über Investitionsentscheidungen an der Entscheidung über den Einsatz von CCS zu beteiligen.

Variante 2: CSB als spezielle Emissionsrechte

In der zweiten Variante wird durch Ausgabe der CSB die Einhaltung einer Emissionsobergrenze sichergestellt. Der CSB ist damit kein separates Werkzeug mehr, sondern ist voll in das Zertifikathandelssystem integriert. Voraussetzung ist also die Implementierung eines solchen Handels und die Festlegung einer entsprechenden Emissionsobergrenze.

Wie in der ersten Variante sind Unternehmen bei CCS verpflichtet, eine bestimmte Menge an Bonds zu kaufen, und zwar ebenfalls bereits vor der Sequestrierung. Ein Bond stellt einen Vermögenstitel dar, der auf Märkten sofort gehandelt werden kann, wenn sich für ihn Käufer finden. Die Käufer dieser Titel tragen dann aber selbst das Risiko, dass der Wert Kursverluste erleidet, wenn er erst später auf die entstehenden Emissionen angerechnet wird; erst dann wäre der Bond zum Emissionsrecht mutiert. Der Bond soll aber solange kein Emissionsrecht erhalten, bis nicht eindeutig belegt werden kann, zu welchem Anteil CO₂ beständig gelagert werden konnte.

Nach einer bestimmten Latenzzeit wird durch eine unabhängige Umweltbehörde überprüft, wie hoch der Anteil dauerhaft gelagerten CO₂ tatsächlich ist. Für sicher gelagertes CO₂ wird die Blockierung der Bonds aufgehoben und er kann wieder verkauft werden. Damit

²⁷ Dieser Nachweis müsste allerdings von unabhängiger Stelle zertifiziert werden.

ist sichergestellt, dass die Emissionsschranke nicht überschritten wird. Ferner wird erreicht, dass es für Unternehmen profitabel ist, möglichst sicher zu deponieren.

Im Vergleich zur ersten Variante wird der Sicherheit der Lagerung ein höherer Stellenwert beigelegt: Eine höher als erwartet ausfallende Leckage hat nicht nur eine monetäre Bond-Entwertung zur Folge, sondern den Verlust tatsächlicher Emissionsrechte.

15.3.6 Die Rolle von Pilotprojekten: Ausgleich von Marktverzerrungen

Die erfolgreiche Steuerung der Leckage-Risiken durch CSB ist durch zwei Prozesse Marktverzerrungen ausgesetzt: a) Liquiditätsbeschränkungen, b) Soziale Herden-Effekte und Zeitinkonsistenzen. Pilotprojekte, die vom Staat initiiert und mit öffentlichen Mitteln gefördert werden, könnten diese Prozesse vermeiden (Held et al. 2006).

a) Liquiditätsbeschränkungen

Implizit setzen beide Varianten gut funktionierende Kapitalmärkte voraus. In der Realität kann es allerdings zu Liquiditätsbeschränkungen kommen: Banken könnten Kredite überteuern und potenzielle Käufer der CSB zu niedrige Preise bieten, wenn sie die Risiken verschiedener Alternativen der Speicherung fälschlicherweise überschätzen, da den Kapitalmärkten Informationen über die künftigen Leckage-Raten der Alternativen fehlen, also eine asymmetrische Informationsstruktur vorliegt. Pilotprojekte könnten dem Kapitalmarkt die benötigten Informationen zur Verfügung stellen. Anschließend wären die Kapitalmärkte in der Lage, die weitere Verbesserung der CCS-Technologie effizient und ohne weitere staatliche Steuermechanismen zu fördern.

b) Soziale Herden-Effekte und Zeitinkonsistenz

Beim Transfer von CSB werden Erwartungen über Risiken ausgetauscht. Bei großer Unsicherheit über künftige Leckage-Raten dürften die Marktteilnehmer dazu tendieren, das Kaufverhalten anderer Teilnehmer zu übernehmen, statt eigene Risikoabwägungen anzustellen. Anfangs dürfte dabei das Risiko unterschätzt werden (da Leckage wahrscheinlich eher in fernerer Zukunft problematisch ist). Zeigt sich später, dass das Vertrauen in CCS zu groß war, sinken die Preise für CSB. Dies zwingt andere Sektoren, ihre Emissionen stärker zu senken, oder bewegt sogar den Staat zur Lockerung der Obergrenze für Emissionen. Umgekehrt kann eine Überschätzung des Risikos auf Dauer einen Anreiz für andere bewirken, potenzielle Emissionsbeschränkungen nicht durchzuführen. Der Markthorizont für CSB ist folglich zu kurz, um eine rationale Einschätzung der Risiken zu ermöglichen. Dem Staat kommt in dieser Situation die Aufgabe zu, durch finanzielle Förderung von Pilotprojekten die Zeitinkonsistenz zu bereinigen,

indem er dem Markt signalisiert, dass er auch auf lange Sicht an der Beibehaltung seiner Emissionsobergrenze und an CCS mit niedrigen Leckageraten interessiert ist. Auf internationaler Ebene stärkt dies das Vertrauen anderer Staaten darauf, dass die Klimaschutzverpflichtungen eingehalten werden.

Die im Rahmen der Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte herausgestellte Letztverantwortung des Staates als Folge des Gemeinlastprinzips (siehe Kapitel 15.3.2) sollte sich also auch darin äußern, dass der Staat durch die Initiierung von Leuchtturmprojekten seine dauerhafte Verantwortung für einen erfolgreichen Klimaschutz frühzeitig betont: Letztverantwortung wäre in diesem Sinne keine Aufgabe, die erst in ferner Zukunft ansteht.

Die Carbon Sequestration Bonds stellen insgesamt ein innovatives Instrument dar, um einerseits das Risiko der Gefährdung von Klimaschutzziele durch Leckage zu minimieren und um andererseits eine plausible Aufteilung der Verantwortung zwischen Unternehmen, Investoren und Staat zu erreichen (WBGU 2006). Mit der Nutzung eines Marktinstruments könnte es ferner gelingen, die Öffentlichkeit wie erwähnt über Investitionsentscheidungen in die Beurteilung von CCS einzubeziehen. Auch im Hinblick auf ein zunehmendes Engagement etwa von Rückversicherungen und „Grünen Fonds“ im Klimaschutz dürfte der Einsatz eines Marktinstrument zur Haftungs- und Sicherheitsregulierung eine sinnvolle Wahl darstellen.

15.3.7 CCS in der Kyoto-Architektur nach 2012: Eine mögliche Strategie für die EU

Die Herausforderung einer auf die Zeit nach 2012 gerichteten Klimaschutzpolitik liegt darin, durch wirksame internationale Abkommen die richtigen preislichen Anreize für Investitionen in emissionsmindernde Technologien zu setzen (s. Kapitel 15.2.2 und 15.3.1).

Die Europäische Union hat sich zu einem Klimaschutzziel von maximal 2° C Anstieg der globalen Mitteltemperatur bis zum Jahr 2100 verpflichtet. Dieses Ziel ist durch einen europäischen Alleingang nicht erreichbar. Die europäischen Emissionsminderungsziele gehen zwar weit über die Verpflichtungen anderer Hauptemittenten hinaus.²⁸ Die Frage ist aber, ob die EU damit für die anderen Hauptemittenten glaubwürdig ankündigt, dass Europa auch tatsächlich eine Politik verfolgen und umsetzen wird, die zum einen die vereinbarten europäischen Minderungsziele erreicht, zum anderen aber auch international für die anderen Hauptemittenten einen Anreiz bietet, ambitionierte Emissionsminderungsziele anzustreben.

Überzeugende Anreizsysteme werden benötigt, um zu verhindern, dass sich Nationalstaaten erfolgreich als

²⁸ Die EU strebt eine Reduktion der CO₂-Emissionen um mind. 20 Prozent (unter bestimmten Voraussetzungen um 30 Prozent) bis 2020 und 60–80 Prozent bis 2050 (gegenüber 1990) an.

„free rider“ im Klimaschutz verhalten können. Dies wird umso eher der Fall sein, je schneller die beteiligten Akteure lernen, dass Klimaschutz mit vergleichsweise moderaten Kosten verbunden ist und durch Wachstumspotenziale (ausgelöst etwa durch den Export innovativer Energietechnologie) vielleicht sogar eine Zusatzdividende abwirft.

Zu den derzeit größten Herausforderungen der internationalen Klimapolitik gehört es, Staaten zur Übernahme und Einhaltung von Emissionsreduzierungen zu verpflichten, die derzeit keine solche Verpflichtung übernehmen – sei es, dass sie dem Kyoto-Regime mit Skepsis begegnen (z.B. USA), oder dass sie als Transformations- oder Entwicklungsland nicht in die festen Verpflichtungen des Annex B eingebunden sind (z.B. China). Die Einführung von CCS als Instrument könnte die Chancen dafür verbessern. Damit steigen gleichzeitig aus Sicht der EU die Chancen, die eigenen ambitionierten Klimaschutzziele erreichen zu können. Die Einschätzung, dass die Option CCS die Bereitschaft zur Übernahme von Emissionsreduzierungen steigert, kann im Beispiel der USA und Chinas wie folgt untermauert werden:

Seitens des Department of Energy (DoE) der USA wird CCS als *das* zentrale Klimaschutzelement gesehen, wenn für amerikanische Sichtweise engagierte Klimaschutzziele (z.B. Stabilisierung auf heutigem Niveau) verfolgt werden. Außerdem ist CCS ein wichtiger Bestandteil der Asia Pacific Partnership.

China wird in den nächsten beiden Dekaden einen starken Ausbau seiner Kraftwerkskapazitäten vornehmen: Es wird erwartet, dass sich der Bestand an Kohlekraftwerken bis 2030 verdreifachen wird (IEA 2002). Es entsteht also bereits heute ein potenzieller Markt für CCS. Die jetzigen Teilnehmerstaaten des Kyoto-Protokolls könnten nun Länder wie China oder Indien großzügig mit Emissionsrechten ausstatten, die im Wesentlichen deren Business-as-usual-Pfad der Emissionen entsprechen. Zugleich könnte ein internationaler Fond diese Emissionsrechte aufkaufen und soweit stilllegen, dass der Preis für CO₂ zumindest in dem Umfang steigt, wie CCS rentabel wird (von Weizsäcker 2004).

Allerdings ist zu befürchten, dass das Stilllegen der Zertifikate einen hohen Preis fordern wird. Europa müsste sich überproportional an der Finanzierung des Klimaschutzes beteiligen. Diese Finanzierungslast kann Europa nur dann vermindern, wenn es gleichzeitig gelingt, den Einstieg in eine überzeugende Technologiepolitik zu finden, die es zum Ziel hat, CCS-Technologien, aber auch REG- und Effizienztechnologien, selber schnell zur Marktreife und zum großskaligen Einsatz zu führen. Europa könnte dann hoffen, CCS-Techniken zu exportieren. Möglicherweise würden sich damit die Kosten, die mit dem Kauf der Zertifikate verbunden wären, amortisieren.²⁹

Das Potenzial der CCS-Option zur Globalisierung des Marktes für Emissionszertifikate und somit die Möglichkeit rascher Emissionsminderungen sollte aber nicht überschätzt werden. CCS kann eine Brücke zwischen dem heutigen Energiesystem und einem erst in Konturen erkennbaren Energiesystem der Zukunft sein. Die meisten Energieanalysen zeigen, dass die REG neben der Effizienzsteigerung in einem Energiemix der Zukunft eine entscheidende Rolle spielen, dabei aber in ein Portfolio von Technologien eingebunden sind, zu dem auch CCS vor allem aus der globalen Perspektive einen entscheidenden Beitrag leisten dürfte: Zur Senkung der Kosten und damit als Anreiz in internationalen Klimaverhandlungen.

²⁹ Spieltheoretisch formuliert handelt es sich bei dem Kauf und dem Stilllegen der Zertifikate um eine Seiteneinzahlung.

Anhang

Inhaltsverzeichnis (Anhang)

A.1	Stoffeigenschaften von CO ₂	217
A.2	CO ₂ -Trennverfahren (zu Kapitel 5)	217
A.2.1	Chemische / Physikalische Absorption	218
A.2.2	Adsorption an Festkörper	219
A.2.3	Tieftemperaturtechnik (Kryo-Technik)	220
A.2.4	Membranverfahren	220
A.2.5	Hochtemperaturverfahren	221
A.2.6	Fazit	221
A.3	CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht (zu Kapitel 7)	222
A.3.1	Projekte innerhalb der EU	222
A.3.2	Internationale Aktivitäten und Politikstrategien	227
A.3.3	CCS-Projekte in Deutschland	232
A.4	Leitfragen für die Planung einer CO ₂ -Transportinfrastruktur (zu Kapitel 8)	233
A.5	Basisdaten für die Bilanzierung von Brennstoff- und CO ₂ -Massenströmen (zu Kapitel 10)	233

Tabellen (Anhang)

Tabelle A-1:	Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO ₂)	217
Tabelle A-2:	Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit durchgeführten Vorhaben (Stand 10/06)	222
Tabelle A-3:	Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO ₂ -Mengen für verschiedene Kraftwerkstypen (Stromproduktion)	234
Tabelle A-4:	Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO ₂ -Mengen für verschiedene Synthesenanlagen (H ₂ -Produktion)	235

Abbildungen (Anhang)

Abbildung A-1:	Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)	217
Abbildung A-2:	Weltweite Projekte zur CO ₂ -Abtrennung (Auswahl)	223
Abbildung A-3:	Weltweite Projekte zur CO ₂ -Speicherung (Auswahl)	223
Abbildung A-4:	Überblick über die regionale Verteilung weltweit durchgeführter CCS-Vorhaben im Verhältnis zu den größten CO ₂ -Emissionsquellen	224
Abbildung A-5:	Beispielhaft ausgewählte europäische Feld- und Demonstrationsprojekte (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)	224
Abbildung A-6:	Stromerzeugung aus Wasserstoff in Peterhead, Schottland	227
Abbildung A-7:	Organisationsstruktur und Mitglieder der Technologie-Plattform ZEFFPP (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants)	228
Abbildung A-8:	Projektkategorien und Forschungsschwerpunkte des CSLF	229
Abbildung A-9:	CCS-Demonstrationsprojekte in den USA	230

A.1 Stoffeigenschaften von CO₂

Kohlendioxid (CO₂) ist ein geruch-, geschmack- und farbloses, nicht brennbares und – in normaler Atemluftkonzentration von ca. 0,04 Vol% – ungiftiges Gas. Mit einem spezifischen Gewicht von 1,85 kg/m³ (bei 15 °C und 1 bar) ist es rund 1,5 mal so schwer wie Luft und sinkt daher in hoher Konzentration zu Boden. Der zulässige Höchstwert am Arbeitsplatz (MAK-Wert) beträgt 0,5 Prozent oder 5 000 ppm (parts per million). Da Kohlendioxid den Luftsauerstoff verdrängt, führen Konzentrationen ab 7 ... 8 Prozent in der Atemluft innerhalb von 30 bis 60 Minuten zum Tod durch Erstickten.

Wie aus dem Phasendiagramm (vgl. Abbildung A 1) zu erkennen ist, liegt CO₂ unter Normalbedingungen (1,0 bar/15 °C) gasförmig (g) vor und gefriert bei einer Temperatur von –78 °C. Gefrorenes CO₂ wird als Trockeneis bezeichnet. Unterhalb von 5,8 bar geht es bei Wärmezufuhr direkt vom festen (s) in den gasförmigen Zustand über (sog. Sublimation). Die flüssige Phase (l) existiert nur oberhalb des Tripelpunktes (TP) von 5,8 bar und –57 °C. Der Tripelpunkt ist dadurch gekennzeichnet ist, dass alle drei Phasen nebeneinander stabil sind. Zu Transportzwecken bei Umgebungstemperatur kann CO₂ also durch Kompression auf beispielsweise 100 bar verflüssigt werden. Im flüssigen Zustand steigt die Dichte (z.B. auf 824 kg/m³ bei 15 °C und 51 bar) an, so dass weit geringere Volumenströme bewältigt werden müssen als im gasförmigen Zustand. Im überkritischen Gebiet (ük) oberhalb des kritischen Punktes (KP) von 74 bar und 31 °C liegt CO₂ in einer einheitlichen Phase mit konstanter Dichte (464 kg/m³) vor.

In der folgenden Tabelle sind wichtige chemische und thermodynamische Kenngrößen von CO₂ zusammengefasst.

Tabelle A-1: Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO₂)

Molmasse	44,01	kg/kmol
Relative Dichte gasförmig (Luft = 1)	1,53	–
Dichte gasförmig (15°C / 1 bar)	1,85	kg/m ³
Dichte flüssig ^{*)}	(–50°C / 6,84 bar)	1.156 kg/m ³
	(0°C / 34,86 bar)	928,8 kg/m ³
	(15°C / 50,85 bar)	823,8 kg/m ³
	(31,06°C / 73,84 bar)	463,7 kg/m ³
Dichte fest	≈ 1.550	kg/m ³
Siede-/Gefrierpunkt (bei 1 bar)	–78,5	°C
Tripelpunkt	5,81	bar
	–56,6	°C
Kritischer Punkt	73,84	bar
	31,06	°C
^{*)} bei Sättigung		
Quelle: (Dubbel 1990), (Reininger, Schubert 1999), (Richter 2003)		

A.2 CO₂-Trennverfahren (zu Kapitel 5)

Es existieren grundlegend verschiedene technische Verfahren, die zur Brenn- und Rauchgasdekarbonisierung eingesetzt werden können. Im Folgenden werden die Verfahren beschrieben, ihre charakteristischen Eigenschaften vorgestellt und im Anschluss daran hinsichtlich eines möglichen Einsatzes in Systemen zur CO₂-Sequestrierung bewertet.

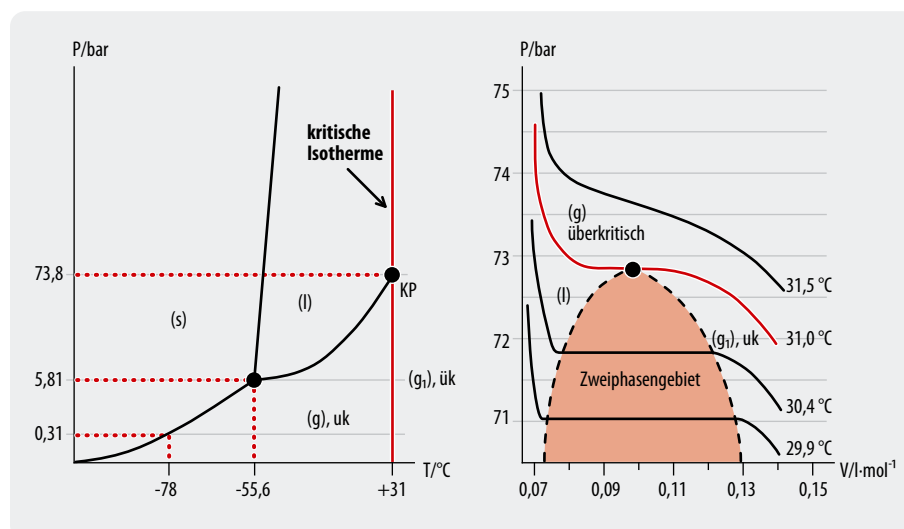


Abbildung A-1: Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)

Grundsätzlich lassen sich CO₂-Abtrennverfahren in zwei Gruppen einteilen:

- Niedertemperaturverfahren und
- Hochtemperaturverfahren

Bei den **Niedertemperaturverfahren** zur CO₂-Abtrennung müssen die Gase meist abgekühlt und das Wasser auskondensiert werden, bevor das eigentliche Trennverfahren eingeleitet wird. Die Niedertemperaturverfahren unterteilen sich in:

- Chemische Absorption in organischen und anorganischen Lösungen (Alkohol-Amine, Alkalicarbonate etc.)
- Physikalische Absorption in organischen und anorganischen Lösungen (Methanol, Propylencarbonat, Wasser)
- Adsorption an Festkörpern (Molekularsiebe, Aktivkohle etc.)
- Tieftemperaturverfahren
- Membranverfahren

Die **Absorptionsverfahren** (chemische und physikalische) mit Lösungen sind Stand der Technik, ihre Eignung für die CO₂-Abtrennung wurde vielfach in Gasreinigungsverfahren und der CO₂-Anreicherung demonstriert. Die meist eingesetzten Lösungen sind: Ethanolamine (mono-, di-, tri- Ethanolamine), Kaliumcarbonat, Propylencarbonat, Methanol (Rectisol), Polyethylenglykol-Dimethylether (Selexol) und weitere. Das erprobteste Verfahren ist die Abscheidung von CO₂ aus den Rauchgasen mit MEA (Monoethanolamin). Seit 1991 wird z.B. eine CO₂-Wäsche mit MEA-Lösung (20 Prozent) in einem 300 MW Heizkraftwerk in Shady Point (Oklahoma) betrieben. Die tägliche CO₂-Produktion von 200 t wird in der Lebensmittelindustrie verwendet. Amine werden durch die Verunreinigungen im Rauchgas wie z.B. Staub, SO₂, NO_x und O₂ geschädigt, daher ist die Reinigung des Rauchgases Voraussetzung für die Abscheidung durch Amine (Hendricks 1994).

In **Adsorptionsanlagen** können für die CO₂-Abscheidung Zeolith-Molekularsiebe, Aktivkohle, Aluminiumoxid, Silicagel etc. eingesetzt werden. Die Technologie ist Stand der Technik, allerdings wurde sie im Kraftwerksbereich bis jetzt nicht eingesetzt. Das meistangewandte Verfahren ist die Druckwechselabsorption (Pressure Swing Adsorption, PSA) basierend auf Molekularsieben. Ein wesentlicher Nachteil der Molekularsiebe ist ihre Affinität für Wasser. Demzufolge muss das Wasser vor der CO₂-Abscheidung auskondensiert werden.

CO₂ kann durch Kühlung bereits bei Drücken von 4–5 bar aus tieferkondensierbaren Gasmischungen auskondensiert werden (**Tieftemperaturverfahren**). Ein industriell erprobtes Verfahren wurde von Exxon entwickelt (Controlled Freezing Zone). Das Verfahren ist energieaufwändig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO₂-Konzentrationen. Der Vorteil dieses Verfahrens ist jedoch, dass die Abscheidung und Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt. Heute wird es bereits bei der Aufbereitung von Biogasen ein-

gesetzt. In der Kraftwerkstechnik gibt es bis jetzt jedoch keine Erfahrung.

Bei **Membranverfahren** wird die unterschiedliche Permeabilität der Gase durch dünne Membranen genutzt, um Gase zu trennen. Eine effiziente Trennung erfordert hohe Selektivität, eine große Membranoberfläche und hohe Permeabilität für die gewünschten Gaskomponenten. Diese Technik befindet sich in der Entwicklung und ist noch nicht Stand der Technik. Heute werden die Membranen zur Gasreinigung bei kleinen Gasvolumenströmen eingesetzt. Besonders effizient ist die Trennung von Gasen mit sehr unterschiedlichen Molekulargrößen. Die H₂-Abtrennung ist heute nahe an der Konkurrenzfähigkeit zu anderen Verfahren. Dagegen ist die CO₂-Abtrennung aus Rauchgasen (im Wesentlichen N₂/CO₂-Mischungen) mit derzeit sehr schlechter Membran-Selektivität weit entfernt von einer konkurrenzfähigen Anwendung. Auch für die nächsten 10–15 Jahre wird hier kein Durchbruch erwartet.

Hochtemperaturverfahren für die CO₂-Abtrennung basieren auf der Bindung von CO₂ mit Oxiden oder Silikaten, z.B. CaO. Das Verfahren befindet sich noch in einem Entwicklungsstadium. Die Attraktivität des Verfahrens besteht darin, dass die CO₂-Abscheidung bei hohen Temperaturen erfolgt, so dass die (teerbeladenen) Brenngase eines Vergasungsprozesses ohne Abkühlung z.B. auf eine Turbine geleitet werden können. Auf diese Weise kann eine Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen CO₂-Abscheideverfahren (z.B. Wäsche) erreicht werden. Sinnvollerweise ist der Einsatz von diesen Systemen bei IGCC-Kraftwerken (Steinkohle-Kombikraftwerk) und gasgefeuerten GuD-Kraftwerken vor der Verbrennung oder direkt im Verbrennungsraum angedacht. Die CO₂-Bindung erfolgt bei Temperaturen unterhalb der Gleichgewichtstemperatur. Der Absorbent muss nach der Absorptionsphase regeneriert werden. Die Regenerierungstemperatur liegt ca. 50–100 °C oberhalb der Gleichgewichtstemperatur.

Im Folgenden werden die genannten Verfahren kurz zusammenfassend dargestellt und bewertet. Der theoretische spezifische Energiebedarf für die unten ausgeführten Trennverfahren bezieht sich auf die Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen (ZSW 1996). Bei den Werten muss zwischen thermischer und elektrischer Energie unterschieden werden. In der Praxis liegen diese Werte (teilweise) viel höher, sie müssen daher mit Vorsicht bewertet werden. Entscheidend ist der erzielte Kraftwerkswirkungsgrad.

A.2.1 Chemische/Physikalische Absorption

Verfahrensbeschreibung: Die chemische oder physikalische Absorption von CO₂ in Lösungen ist eine industriell erprobte Abtrenntechnik. Bei der chemischen Absorption wird CO₂ chemisch an organischen oder anorganischen Molekülen gebunden. Bei der physikalisch wirkenden Absorption verhält sich die Beladung des Lösungsmittels mit CO₂ annähernd linear mit dem CO₂-Partialdruck. Die involvierten Bindungsenergien

sind viel schwächer als bei der chemischen Absorption. Dies macht sich bei der Regeneration positiv bemerkbar. Nach dem Auswaschen von CO_2 aus Rohgasen muss die gesättigte Lösung regeneriert und das CO_2 rückgewonnen werden. Bei der Regenerierung werden die Lösungen bei chemischer Absorption erhitzt, bei physikalischer Absorption entspannt.

Theoretischer spezifischer Energiebedarf nach (ZSW 1996)

Chemische Absorption:

1,08 MJ/kg CO_2 (MEA bei 50 Prozent Abscheidegrad)

1,95 MJ/kg CO_2 (MEA bei 90 Prozent Abscheidegrad)

Physikalische Absorption: 0,1 MJ/kg CO_2

Erreichbarer Rückhaltegrad:

Chemische Absorption: 90 Prozent

Physikalische Absorption: 60–80 Prozent

Einsatzbereiche/Erfahrung: Die Technologie ist Stand der Technik. Ob physikalische oder chemische Wäsche eingesetzt wird, hängt von dem CO_2 -Partialdruck ab: Unterhalb von 10 bar kommt chemische und oberhalb von 10 bar physikalische Absorption zum Einsatz.

Mögliche Einsatzbereiche: CO_2 -Abscheidung aus Rauchgasen (Kohle-Dampfkraftwerke, GuD, Steinkohle-IGCC), z.B. in Shady Point, Oklahoma (200 t CO_2 /Tag für Lebensmittelindustrie, ABB-Technologie)

Vor- und Nachteile/ CO_2 -Vermeidungskosten/Kraftwerkseffizienz: Da die Betriebstemperatur bei chemischer Absorption um die 50–60 °C liegt (bei physikalischer Absorption darunter) muss das zu absorbierende Gas abgekühlt und (von SO_x , NO_x , Staub, etc.) gereinigt werden. Dadurch geht Energie in Form von fühlbarer Wärme verloren. Die Kraftwerkstechnik muss der Absorption mit Lösungsmitteln angepasst werden (z.B. die Gasreinigung, O_2 -Konzentration). Die spezifischen Investitionen, z.B. bei einem GuD-Kraftwerk, steigen um etwa 87–93 Prozent, der Gesamtwirkungsgrad der Schaltung liegt um 48–55 Prozent deutlich niedriger als ohne CO_2 -Abscheidung. Die CO_2 -Vermeidungskosten liegen im Bereich von 32–49 US\$/t CO_2 . Für ein Kohlekraftwerk liegt der Gesamtwirkungsgrad mit 33–37 Prozent deutlich niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerksprozess ohne Abgasdekarbonisierung. Die spezifischen Investitionskosten steigen um etwa 80 Prozent. Für die spezifischen CO_2 -Vermeidungskosten werden in der Literatur Werte genannt, die in einem Bereich von 47–49 US-\$ je vermiedene Tonne CO_2 liegen. Ein Vorteil des Verfahrens ist, dass heutige Kraftwerke damit nachgerüstet werden können.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Die meisten Lösungsmittel (vor allem Amine) unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten führt mit daraus resultierenden Umweltauswirkungen (Amine sind giftig!). Die Degradation der Lösungsmittel hängt stark von der Konzentration der Gasverunreinigungen (z.B. SO_x und NO_x) in den Rauchgasen ab. Viele Lösungsmittel sind zudem korrosiv und verursachen

damit Werkstoffprobleme. Bei der Entwicklung korrosionsbeständiger Werkstoffe besteht noch Forschungsbedarf. Eine Langzeit-Demonstration des Gesamtsystems (Kraftwerk + CO_2 -Abscheidung) steht noch aus.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz: Die Technologie ist verfügbar, sie wird bereits zur CO_2 -Herstellung aus Kraftwerksabgasen für die Lebensmittelindustrie und Erdölförderung eingesetzt. Es fehlt die Langzeiterfahrung in kommerziellen Großkraftwerken.

A.2.2 Adsorption an Festkörper

Verfahrensbeschreibung: In Adsorptionsanlagen für CO_2 -Abscheidung können Zeolith-Molekularsiebe, Aktivkohle, Aluminiumoxid, etc. eingesetzt werden. Das meist angewandte Verfahren ist die Druckwechseladsorption (PSA) basierend auf Molekularsieben. Die Adsorption geschieht mit physikalischen (van-der-Waals-)Kräften. Nach der Adsorptionsphase folgt die Regenerierung mit Druckabsenkung. Der Adsorber kann auch thermisch regeneriert werden (Temperaturwechseladsorption, TSA) oder in einem Kombiverfahren durch Druck- und Temperaturwechsel (PTSA). Molekularsiebe haben die höchste CO_2 -Adsorptionskapazität pro kg im Vergleich zu anderen Materialien.

Spezifischer Energiebedarf nach (ZSW 1996):
2,9 MJ/kg CO_2 (Molekularsiebe, PSA, TSA)

Erreichbarer Rückhaltegrad: 90 Prozent

Einsatzbereiche/Erfahrung: Das Verfahren ist Stand der Technik. Bis jetzt wurde es nur für kleine Gasströme eingesetzt. Es liegt keine Erfahrung zum Einsatz dieser Verfahren bei großen Gasvolumenströmen (z.B. Kraftwerke) vor.

Vor- und Nachteile/ CO_2 -Vermeidungskosten/Kraftwerkseffizienz: Es handelt sich um ein relativ einfaches und erprobtes Verfahren. Für große Gasströme wurde es bis jetzt nicht eingesetzt. Das Verfahren ist wegen des großen energetischen Aufwands zur CO_2 -Abscheidung in einem Kraftwerk weniger attraktiv. Die Investitionsmehrkosten sind nicht sehr hoch. Der Energieverbrauch ist bei der PSA am niedrigsten (ca. 1/3 verglichen mit der TSA).

Ein wichtiger Nachteil ist die Affinität der Molekularsiebe für Wasser. Aus diesem Grund muss das Wasser vor der CO_2 -Abtrennung auskondensiert werden. Berechnungen zeigen, dass sich die Stromerzeugungskosten bei fast allen Kraftwerkstypen beim Einsatz einer CO_2 -Abscheidung mit einer PSA verdoppeln würden.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Das Verfahren ist ausgereift, aber nicht relevant für die CO_2 -Abscheidung in Kraftwerken. Neue Entwicklungen, wie z.B. Metalloxid-Gele könnten das Verfahren jedoch aufwerten.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz: Die Technologie ist verfügbar, ist aber für die Kraftwerkstechnik weniger attraktiv. Neue Entwicklungen sind eventuell in ca. 20 Jahren einsatzfähig.

A.2.3 Tieftemperaturtechnik (Kryo-Technik)

Verfahrensbeschreibung: CO₂ kann durch Kühlung bereits bei Drücken von 4 - 5 bar aus tieferkondensierbaren Gasmischungen auskondensiert werden. Die zu prozessierenden Gasgemische müssen vorher getrocknet werden.

Spezifischer Energiebedarf nach (ZSW 1996):
4,35 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad: 90 Prozent

Einsatzbereiche/Erfahrung: Das Verfahren ist sehr energieaufwändig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO₂-Konzentrationen. In der Vergangenheit wurde es zur CO₂-Gewinnung aus Gasen mit CO₂-Konzentrationen > 90 Vol.% eingesetzt. Heute wird die Tieftemperaturtechnik bereits bei der Aufbereitung von Biogasen (CO₂ + CH₄) eingesetzt. Im Kraftwerksbereich gibt es bis jetzt keine Erfahrung. Ein zukünftiger Einsatz des Verfahrens wäre bei IGCC (O₂) und Verbrennung mit O₂/CO₂-Verfahren denkbar. Aus energetischer (und damit auch ökologischer) Sicht ist der Einsatz jedoch sehr fraglich.

Vor- und Nachteile/CO₂-Vermeidungskosten/Kraftwerkseffizienz: Das zu reinigende Gas muss wasserfrei sein (großer Nachteil). Das Verfahren ist nur für Gasströme mit großer CO₂-Konzentration anwendbar. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, dass die Abscheidung und die Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt, so dass das CO₂ in einem Prozessschritt direkt flüssig bzw. fest anfällt. Großtechnische Anwendungen sind nicht in Sicht. Rechnungen für ein IGCC und O₂/CO₂-Kraftwerk zeigen, dass durch kryogene CO₂-Abscheidung die Kraftwerkseffizienz um 14 bzw. 18 Prozentpunkte zurückgeht. Die Investitionen steigen um ca. 80 Prozent an. Eine andere, möglicherweise günstigere Anwendung besteht bei Brennstoffzellen-Kraftwerken, wo CO₂ sehr konzentriert anfällt.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Großer Forschungsbedarf besteht noch bei der Verfahrensoptimierung mit dem Ziel einer erheblichen Reduzierung des Energiebedarfs.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz: Die Technologie ist prinzipiell verfügbar. Die beste Einsatzmöglichkeit wird bei den Kraftwerken mit O₂/CO₂-Verbrennung und SOFC gesehen. Eine kommerzielle Verfügbarkeit wird aber erst in 15–20 Jahren erwartet.

A.2.4 Membranverfahren

Verfahrensbeschreibung: Beim Membranverfahren wird die unterschiedliche Permeabilität der Gase durch dünne Membranen genutzt, um Gase zu trennen. Eine effiziente Trennung erfordert hohe Selektivität, eine große Membranoberfläche und hohe Permeabilität für die gewünschten Gaskomponenten im Vergleich zu den anderen Gasen im Gemisch. Als Membranmaterial können Polymere, Metalle oder Keramikstoffe eingesetzt werden.

Spezifischer Energiebedarf nach (ZSW 1996):
1,15 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad: 60 Prozent

Einsatzbereiche/Erfahrung: Die CO₂-Abscheidung mit Membranen könnte bei GuD- (Reformierung oder Verbrennung mit O₂) und SK-IGCC-Kraftwerken *vor* oder *nach* der Verbrennung eingesetzt werden. Allerdings ist die Membrantechnologie noch nicht Stand der Technik.

Vor- und Nachteile/CO₂-Vermeidungskosten/Kraftwerkseffizienz: Beim Einsatz zur CO₂-Abscheidung bei GuD- oder IGCC-Kraftwerken mit O₂ (in situ CO₂-Abtrennung vor Verbrennung) liegt die GuD-Kraftwerkseffizienz mit 48–50 Prozent um 8–10 Prozentpunkte niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerk. Der Wirkungsgrad eines SK-IGCC-Kraftwerks mit Membranabscheidung liegt mit 35–39 Prozent um 6–10 Prozentpunkte niedriger als beim IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die spezifischen Investitionskosten liegen um 33–54 Prozent über denen eines IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen im Bereich von 18–40 US\$.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Für folgende Komponenten bzw. Verfahren besteht noch Entwicklungsbedarf:

- Effiziente Membranen für die CO₂-Abtrennung
- Reaktorkonzepte für In-situ-CO₂-Abtrennung mit Hochtemperatur-Membranen
- Hochtemperaturmembranen für die O₂-Abtrennung
- Reaktoren für die Trennverfahren
- Turbinen für H₂-reiche Gase

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz: Das Verfahren ist nicht Stand der Technik, es wird frühestens in 10–15 Jahren verfügbar sein. Die Technologie befindet sich in einem Entwicklungsstadium, vor Allem die Selektivität, Permeabilität und Stabilität (bei hohen Temperaturen) müssen verbessert werden. Interessant ist die Kombination Membran-Absorptionslösung. Diese Entwicklung befindet sich im Laborstadium.

A.2.5 Hochtemperaturverfahren

Verfahrensbeschreibung: Die Hochtemperaturverfahren zur CO₂-Abtrennung basieren auf der In-situ-Bindung von CO₂ (Verbrennung, Vergasung, Reformierung) mit Oxiden (gebranntes Kalk, Dolomit, etc.), Silikaten, etc. Dieses Verfahren ist noch im Entwicklungsstadium. Die Attraktivität des Verfahrens besteht darin, dass die CO₂-Abscheidung bei hohen Temperaturen erfolgt, so dass die Brenngase ohne Abkühlung auf die Turbine geleitet werden können. Auf diese Weise kann eine Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen CO₂-Abscheideverfahren (z.B. Absorptionslösungen) erreicht werden. Das CO₂-Absorbermaterial wird entweder direkt in dem Konversionsreaktor (Verbrennung, Reformierung, Vergasung, etc.) oder nachgeschaltet (z.B. in einem Shiftreaktor) eingesetzt.

Spezifischer Energiebedarf: 0,8 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad: > 90 Prozent

Einsatzbereiche/Erfahrung: Die Hochtemperaturabscheidung von CO₂ könnte bei GuD- (Dampfreformierung) und IGCC-Verfahren in der Vorverbrennungsphase und bei Kohlekraftwerken in der Verbrennungsphase eingesetzt werden. Die Hochtemperaturabsorber für CO₂ befinden sich in der Entwicklungsphase. Vielversprechend sind natürliche Carbonate, z.B. Kalk und Dolomite sowie natürliche und synthetische Silikate und Zirkonate. Die wichtigste Eigenschaft des Hochtemperaturabsorbers ist die Zyklenfestigkeit. Für eine technische Anwendung müssen die Absorber möglichst viele CO₂-Absorption/Regeneration-Zyklen ohne wesentlichen Kapazitätsverlust aushalten. Toshiba hat ein Lithium-Orthosilikat entwickelt, das angeblich über 500 Zyklen stabil bleibt.

Vor- und Nachteile/CO₂-Vermeidungskosten/Kraftwerkseffizienz: Die Attraktivität der Abtrennung von CO₂ bei hohen Temperaturen besteht darin, dass die Brenngase nicht abgekühlt werden müssen, so dass die Gase direkt einer Anwendung zugeleitet werden können. Sogar Teere im Produktgas können in diesem Fall ohne Probleme verwertet werden. Die CO₂-Absorption ist exotherm, die Reaktionswärme kann in den Prozess integriert werden. Ein Nachteil des Verfahrens ist die Regeneration des gesättigten Absorbents. Hierfür kommt im Wesentlichen ein Temperaturwechsel in Frage. Durch wiederholte Absorption/Regeneration wird die Absorberstruktur zerstört und verliert mit der Zeit die Eigenschaft, CO₂ aufzunehmen. Die Anwesenheit des Wassers beschleunigt diesen Prozess.

Bis jetzt fehlt ein technischer Einsatz von diesen Materialien zur CO₂-Abtrennung.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Folgender Entwicklungsbedarf bei Materialien und Prozessdesign besteht noch:

- Zyklenstabile Materialien, die möglichst viele Absorption/Desorption-Zyklen aushalten ohne wesentliche Änderung in der Absorptionskapazität
- Reaktor- / Prozesskonzepte für die In-situ-CO₂-Abtrennung
- Effiziente Regeneration.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz: Das Verfahren ist nicht verfügbar. Möglicher technischer Einsatz in ca. 15–20 Jahren.

A.2.6 Fazit

Die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken verursacht nach heutigem Kenntnisstand Wirkungsgradverluste von 6–14 Prozentpunkten. Um die gleiche Nennleistung halten zu können, verbrauchen die Kraftwerke ca. 15–35 Prozent mehr Brennstoff und die Investitionskosten steigen um 30–120 Prozent.

Die **Absorption in Lösungen** ist Stand der Technik und kann bei allen Kraftwerkstypen (heutigen oder zukünftigen) zur CO₂-Abscheidung **aus Rauchgasen** eingesetzt werden. Die Rauchgasentkarbonisierung in konventionellen Kohlekraftwerken mit Absorptionslösungen ist von allen CO₂-Abscheidevarianten die ungünstigste.

Ein hohes Potential verspricht man sich von Verfahren mit einer CO₂-Abscheidung *vor* der Verbrennung (**Membranen, Hochtemperaturverfahren**), wenn sie mit neuen Kraftwerkstypen kombiniert werden wie:

- GuD mit Dampfreformierung,
- IGCC oder
- Kraftwerke mit Oxyfuel-Prozess (Verbrennung mit O₂/CO₂).

Hierfür ist F&E im Bereich Membranen für CO₂ und O₂, Wasserstoffturbinen, Kraftwerkstechnik und Hochtemperaturabsorber erforderlich. Mit einem großtechnischen Einsatz kann in ca. 15–20 Jahren gerechnet werden.

Das **Tieftemperaturverfahren** kann dort eingesetzt werden, wo CO₂ mit Konzentrationen über 90 Prozent anfällt, z.B. bei Kraftwerken mit O₂/CO₂-Verbrennung, Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC) oder Chemical Looping, etc. Hierfür ist Kraftwerksentwicklung erforderlich. Der großtechnische Einsatz kann in 15–20 Jahren erwartet werden.

Eine wirtschaftlich günstige Lösung bietet die CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung bei IGCC-Kraftwerken mit O₂. Mit einer kommerziellen Verfügbarkeit rechnet man in 15–20 Jahren.

Es ist zu anzumerken, dass eine effiziente CO₂-Abscheidung mit Kraftwerkstechnologien gekoppelt ist, die heute noch nicht Stand der Technik sind. Die Membrantechnologien werden langfristig eine wesentliche

Rolle in der Reduktion des Energiebedarfs und Investitionen bei CO₂-Abscheidung spielen. Die sauerstoffleitenden Membranen könnten in Kombination mit dem Oxyfuel-Verfahren zukünftig zu einer deutlichen Reduktion des Energiebedarfs bei der CO₂-Abscheidung führen.

A.3 CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht (zu Kapitel 7)

Weltweit gibt es weit über 100 Projekte zum Themenbereich der CO₂-Abtrennung und Speicherung. Einen guten Überblick und Einstieg in die weltweiten Aktivitäten ermöglicht das „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) unter:

www.ipcc.ch

sowie die beiden Internetseiten unter dem Dach der IEA (international Energy Agency):

www.ieagreen.org.uk/ccs.html
www.co2captureandstorage.info

Die Seiten sind regional und thematisch gegliedert, wodurch die Vielzahl an Information überschaubar bleibt. In den nachfolgenden Weltkarten ist eine Auswahl globaler Aktivitäten in den Bereichen Abtrennung (Abbildung A-2) und Speicherung (Abbildung A-3) dargestellt.

Im internationalen Vergleich liegen die USA/Kanada mit 71 Untersuchungen/Projekten an erster Stelle derjenigen, die sich mit dem Thema CCS beschäftigen, gefolgt von Europa mit 36 und Asien mit 13 Projekten (Stand: Okt. 2006). Von den asiatischen Projekten werden bzw. wurden allein sechs von bzw. mit Japan durchgeführt (s. Tabelle A-2 links).

Schaut man sich die Untersuchungsschwerpunkte an (siehe Tabelle A-2 rechts), so wurden/werden 44 Untersuchungen im Bereich geologischer (davon über 30 in Nordamerika) und 8 (USA und Japan) im Bereich mariner CO₂-Speicheroptionen durchgeführt. An zweiter Stelle liegen 41 Untersuchungen mit der Zielausrichtung auf neue Technologien (insbesondere in Bezug auf den Prozess der Abtrennung am Kraftwerk) gefolgt von 13 Projekten zur Erstellung von Modellberechnungen und Datenbanken und 12 zu CO₂-Verwendungsmöglichkeiten¹. Mit dem Bereich CO₂-Transport und Hydratisierung¹ beschäftigen sich ein bzw. zwei Projekte, mit dem Themenschwerpunkt Kosten der CO₂-Abscheidung und Speicherung vier Projekte sowie mit dem CO₂-Monitoring sechs Projekte.

Tabelle A-2: Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit durchgeführten Vorhaben (Stand 10/06)

Anzahl Projekte nach Regionen		Anzahl Projekte nach Untersuchungsschwerpunkten	
USA/Kanada	71	Geologische Speicheroptionen	44
Europa	37	Neue Technologien	41
Asien (davon Japan)	13(6)	CO ₂ -Verwendungsmöglichkeiten	12
Australien	6	Modellrechnungen/Datenbanken	13
Neuseeland	1	Marine Speicheroptionen	8
Brasilien	1	CCS-Kosten	4
Vereinte Arabische Emirate	1	CO ₂ -Monitoringprojekte	6
Algerien	1	Hydratisierung	2
Summe	131	CO ₂ -Transport	1
		Summe	131

A.3.1 Projekte innerhalb der EU

Die europäischen Ansätze zur CO₂-Minderung im Bereich der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen unterscheiden sich nicht grundsätzlich von den Aktivitäten weltweit. Generell stehen an erster Stelle Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der Kraftwerke, die zum einen eine Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen bewirken und in der Regel auch wirtschaftlich sind. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Möglichkeiten einer CO₂-Abtrennung, wie sie nachfolgend diskutiert werden. Die Maßnahmen unterscheiden sich anhand der Technik, des Aufwands für die Abtrennung (z.B. Energieverbrauch und Kosten), des Entwicklungsstands und somit der zeitlichen Verfügbarkeit. Zudem unterscheiden sich die Entwicklungsperspektiven in unterschiedlichen Ländern durch die dortigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Neben der Effizienzsteigerung ist die Kostenreduktion bei den Abtrennverfahren ein weiteres vorrangiges Ziel.

Zur Einordnung der technologischen Entwicklungsperspektiven in Europa wurden die Feldprojekte in einer Europakarte skizziert (Abbildung A-5). Tendenziell orientieren sich die meisten existierenden oder in der Planung weit fortgeschrittenen Feldprojekte an wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wie aus Abbildung A-5 deutlich wird, ergibt sich daraus im Bereich der Nordsee mit ihren zahlreichen Öl- und Gasvorkommen eine Häufung der Feldprojekte. Standorte finden sich zum einen dort, wo bei der Gasförderung das im Rohgas enthaltene CO₂ bei der Gasaufbereitung abgetrennt werden muss. Zum anderen liegen Projektstandorte bei der Ausbeutung von Öllagerstätten, bei der CO₂ als Lösungsmittel zur EOR (Enhanced Oil Recovery) bei nachlassender Förderkapazität eingesetzt wird. Bislang ist nicht geklärt, inwiefern der Einsatz von komprimiertem CO₂ zu EOR oder EGR (Enhanced Gas Recovery) als Speichermöglichkeit zu bewerten ist.

¹ Anlagerung von Wassermolekülen an gelöste Ionen, erfolgt aufgrund elektrostatischer Kräfte zwischen den geladenen Ionen und den Wasserdipolen.

Weltweite Projekte zur CO₂-AbtrennungAbbildung A-2: Weltweite Projekte zur CO₂-Abtrennung (Auswahl)Weltweite Projekte zur CO₂-SpeicherungAbbildung A-3: Weltweite Projekte zur CO₂-Speicherung (Auswahl); (Quelle: <http://www.co2captureandstorage.info/docs/IEAGHGccsworldmap.pdf>)

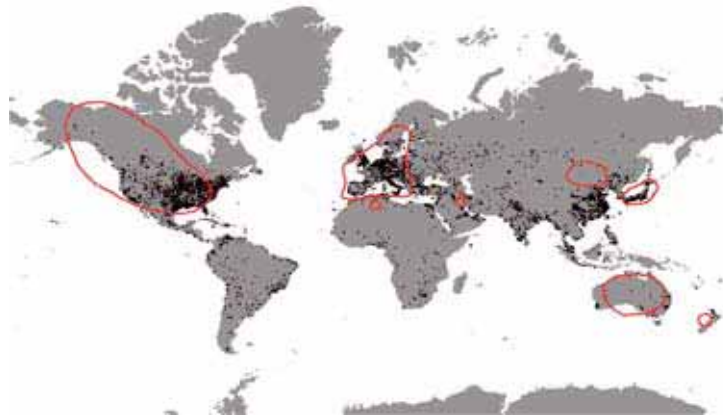


Abbildung A-4: Überblick über die regionale Verteilung weltweit durchgeführter CCS-Vorhaben (rote Kringel) im Verhältnis zu großen CO₂-Emissionsquellen (Punkte)

Beispielhaft ausgewählte Feld- und Demonstrationsprojekte im europäischen Raum (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Peterhead, Miller-field

Leiter: bp
Art: EOR, H₂ Powerplant
Größe: 350 MW
H₂ aus Erdgas mit CO₂ Abtrennung, welches zur EOR im Miller Field eingesetzt wird.
<http://www.bp.com>

Sleipner Gas-field

Leiter: Statoil
Art: CO₂-Abtrennung bei der Gasförderung und Sequestrierung in Aquifer
Größe: 1 Mio t/a CO₂
<http://www.statoil.com>

Hammerfest

Leiter: Sargas
Art: Kommerzielles NGCC-Kraftwerk
CO₂-Abtrennung, Feststoff Sorbent
Größe: 100 MW
<http://www.co2captureandstorage.info>

Snohvit Aquifer

Leiter: Statoil
CO₂ Abtrennung bei der LNG Produktion in Hammerfest, 160 km CO₂ Pipeline
Einlagerung in Aquifer
<http://www.co2castor.com>

K12B Gas-field

Leiter: Gaz de France
Art: Studie CO₂ Speicher
CO₂ Abtrennung bei der Gasförderung, Enhanced Gas Recovery EGR
<http://www.co2castor.com>

Ketzin

Leiter: Großforschungszentrum Potsdam
Art: Studie CO₂ in ehemaligem Gasspeicher, Risiken, Langzeitverhalten
Größe: 30 000 t/a CO₂
<http://www.co2sink.org/>

Tarragona, Casablanca Oil-field

Leiter: Repsol
Art: Studie CO₂ Speicher
Größe: 500 000 t/a CO₂
CO₂ Abtrennung in der Tarragona Raffinerie, Speicherung im Casablanca Oil-field vor der Küste
<http://www.co2castor.com>

In Salah Gas-field

Leiter: bp, Sonatrach
Art: CO₂ Abtrennung bei der Gasförderung und Sequestrierung
900 000 t/a CO₂
<http://www.co2captureandstorage.info>

Lindach Gas-field

Leiter: Rohoel AG
Art: Studie CO₂ Speicher
Größe: 300 000 t/a CO₂
<http://www.co2castor.com>

Esbjerg Powerstation

Leiter: Elsam
Art: Post-combustion
CO₂-Abtrennung
Größe: 1-2 t/h CO₂
<http://www.co2castor.com>

Kalundborg Aquifer

Leiter: Energi E2 Statoil
Art: CO₂-Speicheraquifer
Größe: 900 Mio. t CO₂
<http://www.co2store.com>

Schweinrich Aquifer

Leiter: Vattenfall
Art: CO₂-Speicher Aquifer
Größe: 400 Mio.t CO₂
<http://www.vattenfall.de>

Schwarze Pumpe

Leiter: Vattenfall
Art: Oxyfuel Pilotplant
Größe: 30 MWth
http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de

Abbildung A-5: Beispielhaft ausgewählte Feld- und Demonstrationsprojekte im europäischen Raum (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Für die CO₂-Abtrennung aus Kraftwerksabgasen bzw. die Entwicklung neuer Kraftwerkskonzepte mit anschließendem CO₂-Transport und -Sequestrierung gibt es deutlich weniger Feldprojekte, da dort bislang wirtschaftliche Rahmenbedingungen noch nicht zu erwarten sind. Zum einen ist die CO₂-Abtrennung im Kraftwerk mit großem energetischen Aufwand verbunden (Wirkungsgradverminderung, Brennstoffmeherverbrauch), zum anderen gibt es bei der CO₂-Deposition noch ein erhebliches Informationsdefizit, was das Langzeitverhalten (Leckage, Umweltauswirkungen) betrifft.

Die Europäische Union fördert im Rahmen ihrer Forschungsprogramme die Entwicklung und Demonstration von Technologien und Maßnahmen zur CO₂-Minderung und -Speicherung. Für den Bereich Energie sind die Aktivitäten unter der folgenden Adresse zusammengefasst: http://europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_co/article_1150_en.htm

Zur Förderung von CCS-Projekten existieren sowohl nationale als auch internationale Programme. Im April 2005 veröffentlichte die Europäische Kommission einen ersten Entwurf zum 7. Forschungsrahmenprogramm (FRP). Zum Thema Energie wurden insgesamt neun aktuelle Forschungsschwerpunkte mit einer Förderung von 2 951 Mio. Euro für den Zeitraum 2007–2013 vorgeschlagen. Wie auch schon im 6. FRP spielt im 7. FRP im Bereich der Energieforschung die CO₂-Abscheidung und -Speicherung („Near zero emission power generation“) eine wichtige Rolle, von der absoluten Gewichtung her hat sie sogar deutlich an Bedeutung gewonnen (siehe auch unter http://europa.eu.int/comm/index_de.htm).

Des weiteren fördert die Europäische Kommission im Rahmen ihrer Initiative zur Schaffung eines europäischen Forschungsraumes (ERA) die Koordinierung entsprechender nationaler Programme auf EU-Ebene, z.B. auf dem Gebiet der Niedrigemissionskraftwerke das ERA Net FENCO (Fossil Energy Coalition). Im Dezember 2005 startete die EU zusätzlich eine neue Technologieplattform zu „CO₂-freien“ Kraftwerken für fossile Brennstoffe.

In nachstehendem Kasten (siehe Seite 226) werden ausgewählte, vor allem von der EU unterstützte CCS-Forschungsprojekte unter Angabe von Zielen, Laufzeiten und beteiligten deutschen Projektpartnern kurz vorgestellt.

Hervorzuheben sind neben den genannten Forschungsprojekten in Europa die bereits kommerziell betriebenen CO₂-Speicherprojekte **Sleipner** (Norwegen) und **CRUST** (Niederlande).

Zum Forschungsbereich der CO₂-Sequestrierung gibt es auf EU-Ebene folgende **Netzwerke**:

CO₂GeoNet - Der Fokus dieses Netzwerkes liegt auf der geologischen CO₂-Speicherung. Die Mitglieder kommen aus Forschung und Industrie.

CO₂NET – Das „European networking development program“ zur geologischen CO₂-Speicherung, CO₂-Abtrennung und Null-Emissions-Technologieoptionen resultierte in das „European Carbon Dioxide Thematic Network“, CO₂NET. Dieses Netzwerk verbindet die Geologischen Dienste europäischer Mitgliedsstaaten und andere Forschungseinrichtungen.

EuroGeoSurveys – Netzwerk zur Unterstützung der EU, indem das gesammelte technische Know-how der Geologischen Dienste der EU Mitglieds- und Beitrittsstaaten gesammelt wird.

Eurogif – EUROGIF repräsentiert die europäische Öl-, Gasversorgungs- und Dienstleistungsindustrie. „EUROGIF brings an industry perspective to the EU in terms of their formulation of both energy policy and Framework Programs for sponsored research“.

Forschungsprogramme ausgewählter EU-Staaten

Die **CATS**-Initiative (Carbon Abatement Technology Strategy) der englischen Regierung ist ein Demonstrations- und Forschungsprogramm zur Weiterentwicklung von „Zero-Emission-Technologies“ und zur Effizienzsteigerung im Bereich der Kohlekraftwerke. Es handelt sich um ein 10-Jahresprogramm, dessen Fokus auch auf der internationalen Zusammenarbeit in diesem Themenbereich liegt.

Desweiteren wurde in Großbritannien die **Carbon Capture and Storage Association (CCSA)** gegründet. Es handelt sich dabei um einen Zusammenschluss von Firmen hauptsächlich aus der Energieversorgungsbranche und dem Anlagenbau, dem an einer Weiterentwicklung der geologischen Speicherung und der Vertretung ihrer Interessen in diesem Bereich gelegen ist.

Erwähnenswert ist auch das niederländische CCS-Forschungsprogramm **CATO** (CO₂ Capture, Transport and Storage in the Netherlands), welches durch das Utrecht Centre for Energy research (UCE) geleitet und von der niederländischen Industrie, Forschungsinstituten, Universitäten und Umweltorganisationen getragen wird. Ziel dieses Programms ist aufzuzeigen, zu welchen Bedingungen CCS in ein nachhaltiges Energiesystem eingebunden werden kann. Dabei sollen ökonomische, technische, soziale und ökologische Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Gefördert wird dieses Programm mit insgesamt 25,4 Mil. Euro. Es hat eine Laufzeit von 2004–2008.

In Norwegen wird eine CO₂-Steuer bei der Offshore-Erdgasförderung erhoben. Dies veranlasste 1996 die Firma Statoil dazu, das aus dem Erdgas-Feld **Sleipner** mitgeführte CO₂ (Begleitgas mit einem Anteil von 9 Prozent) in ein über dem Erdgasfeld befindliches salines Aquifer (Utsira Formation) einzuspeichern (1 Mt/a). Des weiteren wollten Statoil und der niederländische Shell-Konzern Kohlendioxid-Emissionen aus einem bis spätestens 2012 erbauten GuD-Kraft-

CASTOR: CO₂ von der Abscheidung zur Speicherung
CO₂-Speicherung in Aquiferen / CO₂-Speicherung in Kohlenstoffreservoir / Membranen / Modellierung und Kartierung / Monitoring und Verifikation / Physikalische Absorption / Sicherheits- und Umweltfragen
Laufzeit: 02/04–01/08
beteiligt: BGR

CO₂-SINK: Speicherung von CO₂ aus einem Biomassekraftwerk in Aquiferen (bei Ketzin)
Modellierung und Kartierung / Monitoring und Verifikation / Sicherheits- und Umweltfragen
Laufzeit: 04/04–03/09
beteiligt: GFZ, G.E.O.S., Uni Stuttgart, RWE Power AG

CO₂-STORE: CO₂-Einspeicherungsprojekt in Aquiferen
Monitoring und Verifikation
Laufzeit: 02/03–02/06
beteiligt: BGR

GESTCO: Abschätzung über europäische Speicherpotenziale für CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe
Laufzeit: 06/99–12/01
beteiligt: BGR

ICBM: Untersuchung einer Reihe von technischen Herausforderungen bei der Sequestrierung von CO₂ mittels ECBM-Verfahren (Enhanced Coal Bed Methane Recovery)
Laufzeit: 10/03–10/06
beteiligt: Deutsche Steinkohle AG

Dynamis: Towards Hydrogen and Electricity Production with Carbon Dioxide Capture and Storage
Ziel dieses Projektes ist die Untersuchung möglicher Wege zu einer kostengünstigen industriellen Wasserstoffproduktion mit integrierter CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Die Finanzierung erfolgt durch die EU und einem Konsortium von Industriepartnern.
Laufzeit: 36 Monate ab 03/06
beteiligt: BGR

CO₂-Geonet: European Network of Excellence on Geological Storage of CO₂
Aufbauend auf den Ergebnissen der bisherigen EU-Forschungsprojekte sollen die Partner dieses Netzwerkes F&E-Aktivitäten zu CCS gemeinsam und koordiniert weiterentwickeln, um eine Spitzenposition Europas auf diesem Gebiet zu festigen.
Laufzeit 04/04–03/09
beteiligt: BGR

ENCAP CO₂: Enhanced CAPture of CO₂
Entwicklung CO₂-freier Kraftwerkskonzepte mit einer CO₂-Abscheidung vor der bzw. integriert in die Verbrennung (CO₂-freies IGCC, Oxyfuel, Membranen)
Laufzeit: 03/04–03/09
beteiligt: RWE, Siemens

OxyCoal-AC: Verbundvorhaben zur Komponentenentwicklung (1. Phase) und Zusammenführung in einer Pilotanlage (2. Phase) für das Oxyfuel-Verfahren (Sauerstoffverbrennung) mit Entwicklung von Hochtemperatur-Membranverfahren
Förderung durch BMWA und BMWF
Laufzeit: 09/04–2007 (1. Phase)
beteiligt: sechs Lehrstühle der RWTH Aachen, RWE Power, E.ON, Siemens, Linde, WS-Wärmeprozess-technik

RECOPOL: Versuchsweise CO₂-Einlagerung (bei Kattowitz) in nicht abbaufähigen tiefen Kohleflözen
Laufzeit: 11/01–11/04
beteiligt: RWTH Aachen

ISCC: Innovative in Situ CO₂ Capture technology for solid fuel gasification
Das Projekt hat zum Ziel, bei der Braunkohlevergasung prozessintegriert speicherfähiges CO₂ abzutrennen (CO₂ > 90 Prozent)
Laufzeit 01/04–12/06
beteiligt: Uni Stuttgart, IVD

GeoCapacity: Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide
Ziel des Projektes ist die Erstellung eines Europäischen Informationssystems zur Lage von CO₂-Quellen und Speichermöglichkeiten. Dabei wird auf vorhandenen Ergebnissen der vorangehenden integrierten Projekte GESTCO und CASTOR aufgebaut und insbesondere Daten für die neuen EU-Länder in Osteuropa hinzugefügt. Das Forschungsprojekt wird von der Europäischen Union und einem Konsortium von Industriepartnern finanziert.
Laufzeit: 01/06–1/09
beteiligt: BGR

werk im norwegischen Tjeldbergodden zu den Öl- und Gasfeldern Draugen und Heidrun transportieren. Dort sollte das abgeschiedene CO₂ zum EOR/EGR genutzt und dabei jährlich 2–2,5 Mt CO₂ eingespeichert werden. Das Projekt wurde mittlerweile aus Kostengründen aufgegeben.

Das Projekt **CRUST**, welches seit März 2005 durchgeführt wird, ist der erste Versuch, in ein noch produzierendes Gasfeld CO₂ einzupressen. In diesem Pilotversuch werden anfangs 20 000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespeichert, später soll diese Menge auf 480 000 Tonnen pro Jahr erhöht werden. Vom Ansatz her ist das Projekt als Enhanced Gas Recovery (EGR) zu bezeichnen. Im Vordergrund steht bisher jedoch noch die Erforschung der Migrationsdynamik des CO₂, nicht die tatsächliche Erhöhung der Gasausbeute. Das produzierte Gas weist von Natur aus einen hohen CO₂-Anteil von ca. 13 Prozent auf (IEA 2005). Das Projekt wird zu 90 Prozent vom niederländischen Wirtschaftsministerium finanziert, erfordert also bisher kaum finanziellen Einsatz der Privatwirtschaft (die restlichen 10 Prozent werden vom Unternehmen Gaz de France getragen).

CRUST beinhaltet die Abtrennung von CO₂ aus dem Fördergas und die anschließende Rückführung in das Reservoir. In den Niederlanden existiert im übrigen eine Vergütungsregelung für CO₂-freien Strom, worunter prinzipiell auch der Strom aus fossilen Energieträgern fällt, sofern das entstehende CO₂ der Atmosphäre entzogen wird.

Bei einem von BP initiierten Projekt in Zusammenarbeit mit ConocoPhillips, Shell und Scottish and Southern Energy soll in **Peterhead/Schottland** Erdgas in Wasserstoff und CO₂ reformiert werden (siehe Abbildung A-6). Der Wasserstoff soll in einem GuD-Kraftwerk eingesetzt werden, in dem genug Strom für die Versorgung von mehr als 700 000 Haushalten erzeugt werden kann. Das CO₂ soll vor die Küste transportiert und mehr als drei Kilometer unter dem Meeresboden in das Miller-Ölfeld gepumpt werden, wodurch der Ausbeutungszeitraum des Ölfeldes um 15–20 Jahre verlängert und der Ertrag gesteigert werden soll. Gleichzeitig sollen jährlich 1,8 Millionen Tonnen CO₂ aufgefangen und permanent gelagert (BP 2005).

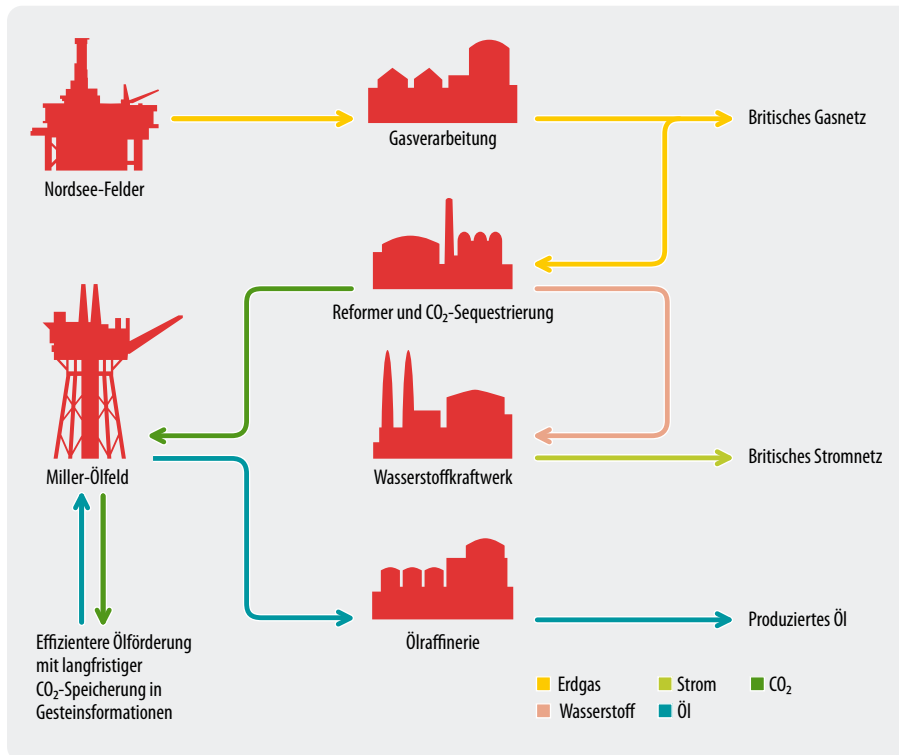


Abbildung A-6:
Stromerzeugung aus
Wasserstoff in Peterhead,
Schottland
(Quelle: BP-Nachhaltig-
keitsbericht 2005)

Entwicklungsperspektiven in Europa

Neben internationalen und amerikanischen Informationsplattformen und Netzwerken bietet die Europäische Union im Rahmen ihrer Forschungsprogramme Informations-Plattformen und Netzwerke an.

Mit der „European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants“ (ETP ZEFFPP 2005) wurde eine Einrichtung zur Koordination notwendiger Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung installiert. Die Organisationsstruktur ist aus Abbildung A-7 ersichtlich. Als wesentliche Ergebnisse verschiedener Arbeitsgruppen werden dort die Dokumente „Strategic Research Agenda“ und „Strategic Deployment Document“ genannt. Diese sollen – gegliedert in sofortige Maßnahmen, bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus – Strategien für den Weg Europas zum Erreichen der CO₂-Minderungsziele sowie für die Markteinführung aufzeigen.

A.3.2 Internationale Aktivitäten und Politikstrategien

International bedeutsam ist insbesondere das Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), eine internationale Klimaschutz-Allianz, welche 2003 auf Initiative der USA gegründet wurde. Das CSLF setzt sich für die Entwicklung kosteneffektiver Abscheidungs- und Speichertechnologien, für den kostengünstigen CO₂-Transport und die Langzeitstabilität der Speicherung sowie einen Informationsaustausch über ihre Aktivitäten im Bereich des Klimaschutzes mittels CCS ein. Mitglie-

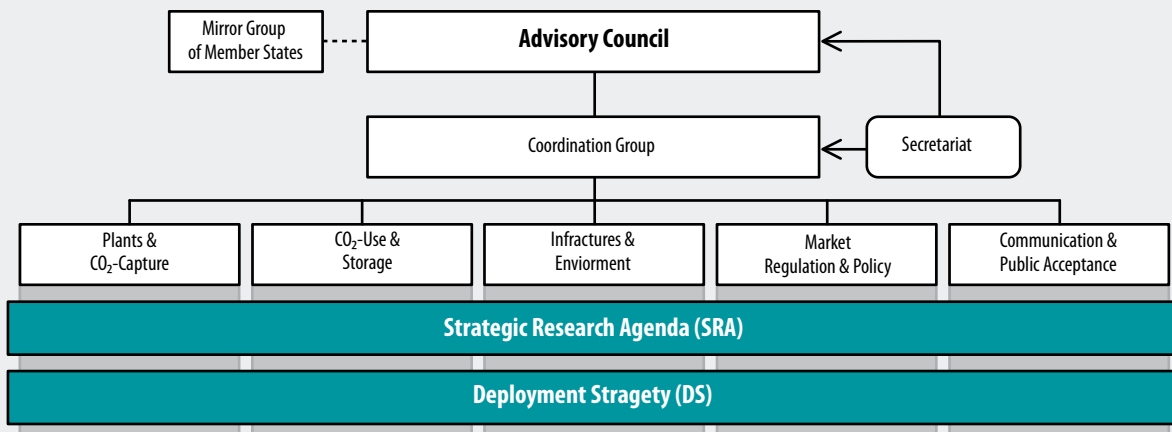
der dieser Initiative sind neben der EU 20 weitere Länder (www.cslforum.org). Derzeit laufen weltweit etwa 17 durch das CSLF unterstützte Projekte, deren Forschungsschwerpunkte der nachfolgenden Abbildung entnommen werden können.

Eines dieser Projekte ist das Enhanced Coalbed Methane Recovery Project des Alberta Research Council (ARC) in Kanada, welches den Versuch unternimmt, CO₂ in ein tief liegendes Kohleflöz einzupressen und das dabei frei werdende Methan zu nutzen (ECBM-Verfahren). Auf Basis dieser Ergebnisse soll dann in Ostchina das „Development of China’s Coalbed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project“ durchgeführt werden.

Die Internationale Energieagentur (IEA) führt zum Thema CCS u.a. folgende Arbeiten durch: „Working Party on Fossil Fuels“ fördert die Entwicklung von „Zero Emissions Technologies“ und koordiniert länderübergreifend die Zusammenarbeit und den Erfahrungsaustausch auf diesem Gebiet. Das Implementing Agreement Clean Coal Center stimuliert die Innovation und Nutzung von Kohle als „sauberen Energieträger“, indem die Potenziale von geeignet erscheinenden Techniken untersucht, offene Fragen identifiziert und die Ergebnisse aus der Zusammenarbeit gemeinsam publiziert werden. Das Implementing Agreement Greenhouse Gas R&D Programme analysiert und bewertet verschiedene technische Optionen hinsichtlich ihres Potenzials zum Klimaschutz und veröffentlicht diese Ergebnisse.

Einige Länder haben eigene Programme zum Thema CCS aufgelegt, die nachfolgend kurz vorgestellt wer-

Technology Platform ZEFFPP Organisational Structure



Technology Platform ZEFFPP Members of Advisory Council

Generators		
Kurt Haeghe	Vattenfall AB (Chair)	:Germany
Bernhard Fischer	E.ON Energie AG	:Germany
Santiago Sabugal Garcia	ENDESA Generation	:Spain
Johannes Lambertz	RWE Power AG	:Germany
Gennaro di Michele	ENEL	:Italy
Hakon Mosbech	ENRGI E2 A/S	:Denmark

Equipment Suppliers		
Charles Soothill	ALSTOM (Vice-Chair)	:UK
Harry Lampenius	Foster Wheeler	:Finland
Iain Miller	Mitsui Babcock	:UK
Norbert Koenig	Siemens AG Power Generation	:Germany
Francois Jackow	Air Liquide	:France
Giuseppe Zampini	Ansaldo Energia SpA	:Italy

Oil/Gas		
Gardiner Hill	BP (Vice-Chair)	:UK
Jean-Michel Gires	Total SA	:France
Philippe Lacour-Gayet	Schlumberger	:France
Graeme Sweeney	Shell Gas and power	:UK
Arve Thorvik	Statoll	:Norway

Research		
Olivier Appert	IFP (Vice-Chair)	:France
Antonio Valero	CIRCE (Vice Chair)	:Spain
Niels Peter Christensen	GEUS	:Denmark
Josek Dubinski	CMI	:Poland
David Falvery	BGS	:UK

NGOs		
Frederic Hauge	The Belona Foundation	:Norway
Kirsten Macey	Climate Action Network Europe	:Belgium
Stephan Singer	WWF International	:Belgium

Abbildung A-7: Organisationsstruktur und Mitglieder der Technologie-Plattform ZEFFPP (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) (Quelle: http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/zeffpp_power_plant_en.pdf)

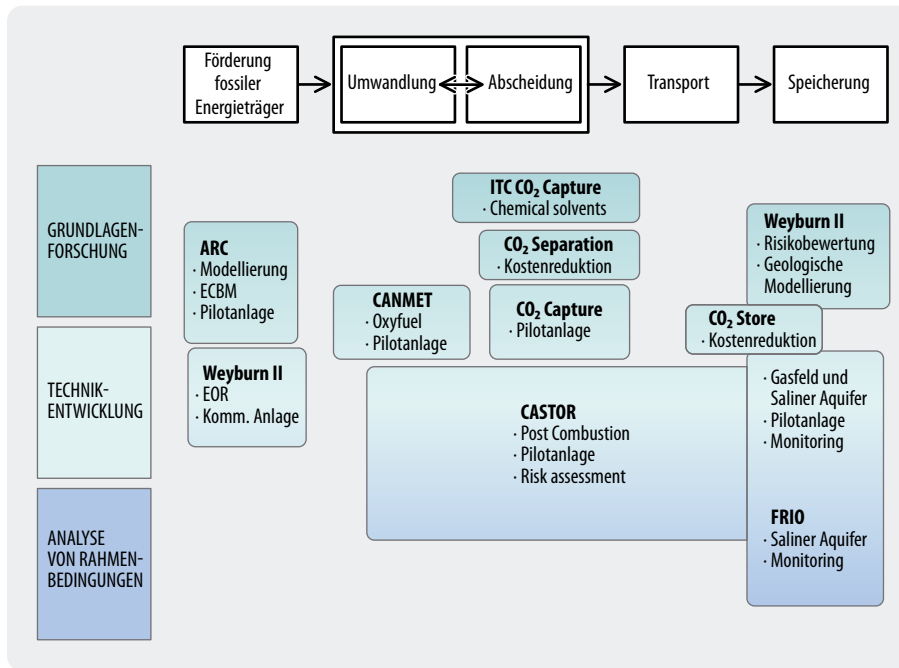


Abbildung A-8:
Projektkategorien und
Forschungsschwerpunkte
des CSLF
(Quelle: Hake 2005)

den. Das Programm der Australier **COAL 21** zielt ab auf die Reduzierung der Treibhausgasemissionen aus der Kohleverstromung im Rahmen einer Gemeinschaftsinitiative von Regierung, Wirtschaft und Wissenschaft.

Im Herbst 2005 wurde eine „EU-China Partnership on Climate Change“ beschlossen, welche den „EU-China Action Plan on Clean Coal“ beinhaltet, der auf die gemeinsame Entwicklung und Anwendung von „near zero emission coal projects“ abhebt. Im Januar 2006 wurde in diesem Zusammenhang eine erste konkrete Vereinbarung zwischen Großbritannien und China geschlossen. In einer dreijährigen „Feasibility study“ soll hier zunächst die Durchführbarkeit verschiedener technischer Konzepte geprüft werden und die Option für eine geologische Speicherung des CO₂ untersucht werden. Dies zeigt, dass die Forschungsbemühungen aber auch die praktischen Ansätze im Bereich CCS beginnen, sich über die EU und die USA hinaus zu öffnen.

Die USA haben eine international bedeutsame Politikstrategie in Form der/des „**Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan**“ (DoE 2003/2005) veröffentlicht, welche folgende drei Forschungsbereiche abdeckt:

A. Core R&D Das Ziel dieses Programms ist es, die Sequestrierungsforschung voranzutreiben und neue Sequestrierungstechnologien bis zur Markteinführungsphase zu entwickeln. Das Core-Programm ist in fünf Bereiche unterteilt:

- CO₂-Abtrennung
- CO₂-Speicherung
- Monitoring, Mitigation und Verifikation
- Kontrolle der anderen Treibhausgase
- Neue Konzeptionen

Ergänzt werden diese Forschungsbereiche um Demonstrationsprojekte/-anlagen mit unterschiedlichem Forschungsfokus, siehe Abbildung A-9.

B. Infrastructure Development Das amerikanische Energieministerium (DoE) initiierte 2003 sieben regionale CO₂-Sequestrierungs-Partnerschaften mit dem Ziel, eine Infrastruktur zu entwickeln, um zukünftige CCS-Pilotprojekte zu ermöglichen. Durch diese Partnerschaft ist ein nationales Netzwerk aus Firmen und Fachkräften gebildet worden, um den Einsatz von CCS voran zu treiben. Es wurde ein Sequestrierungs-Atlas der Vereinigten Staaten erarbeitet, indem man die vorrangigen Bereiche für CCS-Pilotprojekte identifizierte.

C. Program Management ist das Programm für das Forschungs- und Entwicklungsmanagement: Das DoE möchte seine Programmziele und das dafür vorgesehene Budget so effektiv wie möglich umsetzen. Dies soll u.a. erreicht werden durch industrielle/staatliche Partnerschaften, nationale und internationale Kooperationen, Analysen und Projektevaluationen sowie einer proaktiven Öffentlichkeitsarbeit.

Das DoE hat im Rahmen eines breiter angelegten, mit fast 2 Mrd. \$ und zu 80 Prozent staatlich dotierten Clean Energy-Programms das Sonderprojekt „**FutureGen**“ gestartet, das auf den Prototyp einer neuen, industriell verfügbaren Kohlekraftwerkstechnologie zielt. Beteiligt sind die größten Strom- und Kohleunternehmen in den USA, darunter auch RAG AmericanCoal sowie Eon. Basistechnik soll die Kohlevergasung sein, angestrebt wird ein Wirkungsgrad von 60 Prozent bei einer CO₂-Abscheidung von 90 Prozent. Außer Strom soll auch Wasserstoff für

CO₂-Sequestrations-Demoprojekte in den USA

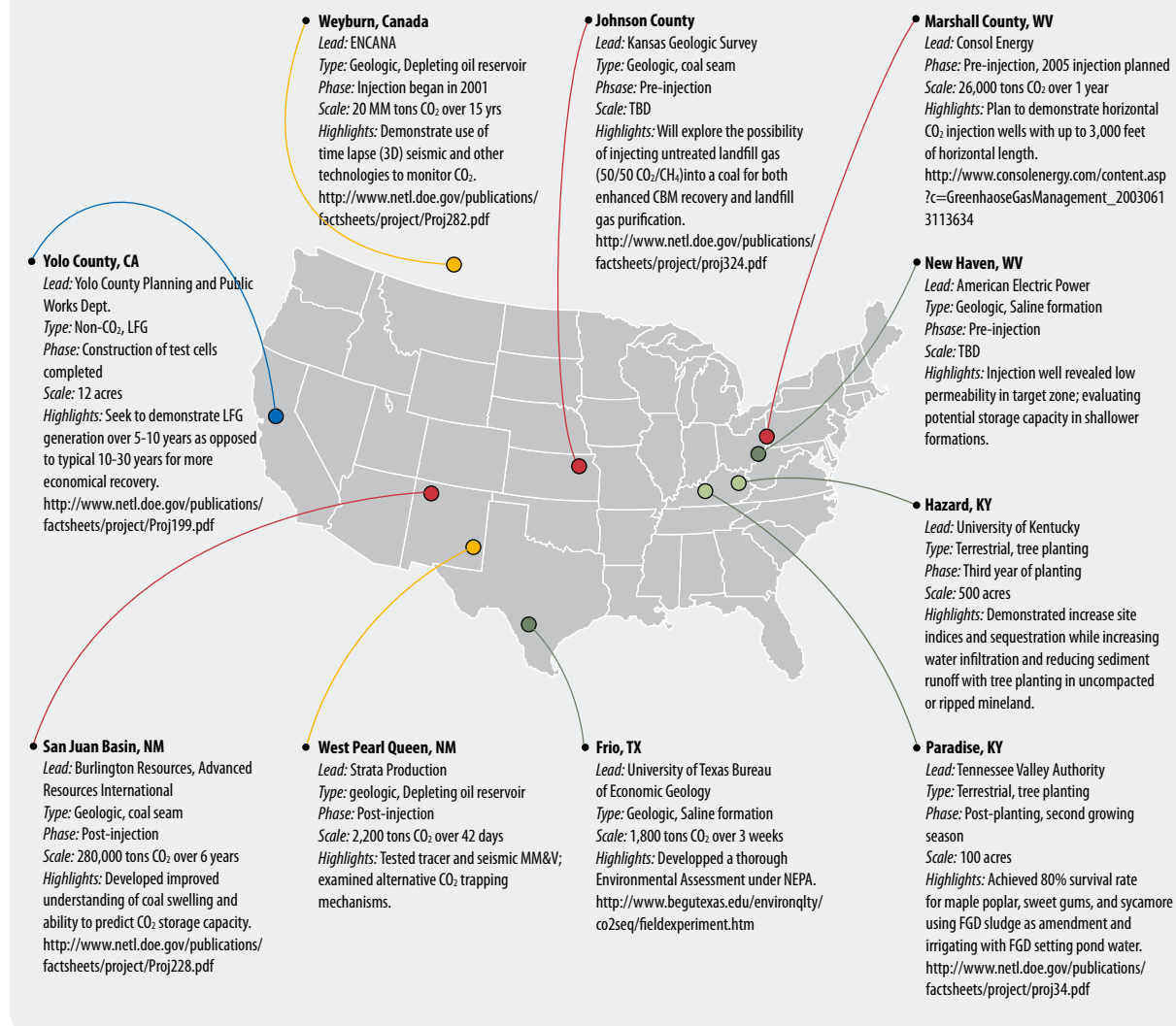


Abbildung A-9: CCS-Demonstrationsprojekte in den USA (Quelle: DoE 2005, Department of Energy)

andere Verwendungen, z.B. für Brennstoffzellen im Straßenverkehr, erzeugt werden. Die Stromkosten sollen nur 10 Prozent über denen bei heutigen Techniken liegen.

Die RAG Coal International beteiligt sich an einem weiteren Forschungsprojekt (ZECA=Zero Emission Coal to Hydrogen Alliance) in den USA, welches sich ebenfalls mit der Stromerzeugung aus Kohle ohne CO₂-Emissionen beschäftigt. Ziel dieses Projektes ist die langfristige Sicherung der Kohle als Energieträger. Ausgangspunkt der Forschungen ist ein Verfahren, bei dessen Verstromung von Steinkohle keine CO₂-Emissionen frei gesetzt, sondern mineralisch gebunden werden. Erste Erfahrungen sollen mit diesem neuen, auf der Brennstoffzellentechnik basierenden Kraftwerkstyp im industriellen Maßstab gesammelt werden, die in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen soll.

Weitere Details zum ZECA-Projekt sind auf www.zeca.org zu finden.

Ein kommerziell betriebenes Speicherprojekt in den Vereinigten Staaten befindet sich im **Weyburn**-Ölfeld. Hier dient CO₂ zum Enhanced Oil Recovery (EOR)². Das CO₂ stammt aus einer Vergasungsanlage aus North-Dakota und wird über ein Pipeline-System angeliefert. Es verbleibt nach der Verpressung im Untergrund.

Eine industrielle Verwendung von CO₂ findet u.a. bereits im Kraftwerk **Shady Point** (KWK) im Bundesstaat Oklahoma statt, hier werden aus einem Rauchgas-teilstrom täglich 200 Tonnen CO₂ abgetrennt und für die Lebensmittelindustrie bereitgestellt.

2 Verfahren, bei dem zur Steigerung der Ölausbeute Wasser oder CO₂ in die Bohrlöcher gepresst wird.

Bei einem Wasserstoffkraftwerk, das im kalifornischen **Carson** entstehen soll, ist die Verwendung von Petrolkoks als Einsatzstoff geplant. Dies würde demonstrieren, wie CO₂-arme Energie aus Kohle gewonnen werden kann, von der es in den USA reichhaltige Vorkommen gibt. Nach Inbetriebnahme würde das Projekt in Carson 500 MW CO₂-armen Strom produzieren – genug für die Versorgung von rund 325.000 Haushalten in Südkalifornien. Die Anlage soll auch zur Sequestrierung und dauerhaften Lagerung von jährlich rund 4 Millionen Tonnen CO₂ eingesetzt werden. Nach Erstellung detaillierter technischer und kommerzieller Studien will BP gemeinsam mit der Edison Mission Group in 2008 endgültige Investitionsentscheidungen treffen, um bis 2011 mit dem neuen Kraftwerk ans Netz gehen zu können (BP 2005).

Das **Greater Gorgon Gas Development** in Australien ist ein Projekt zur Gasförderung und anschließenden LNG-Produktion und wird von ChevronTexaco durchgeführt. Zur LNG-Produktion (jährlich sind 10 Millionen Tonnen geplant) muss das im Fördergas enthaltene CO₂ entfernt werden³. Der restliche Teil des geförderten Gases wird gasförmig weitergeleitet. Das zu verpressende CO₂ entsteht hauptsächlich bei der LNG-Produktion und in anderen energieintensiven Arbeitsprozessen, ein kleinerer Teil wird vom Begleit-CO₂ beigestrungen. Die aufnehmende Formation ist ein saliner Aquifer unterhalb der Insel Barrow, auf der auch die LNG-Produktionsstätte stehen wird. Das Einspeicherungsprojekt wird mindestens 300 Millionen AU\$ kosten (ca. 180 Millionen Euro). Laut Aussagen von ChevronTexaco gibt es von Seiten des australischen Gesetzgebers keine Verpflichtung zur Vermeidung von CO₂-Emissionen. Als Motivation wird demnach die Sorge um den Klimawandel und das damit verbundene verantwortungsvolle Treibhausgas-Management des Konzerns angegeben (Gorgon 2005).

Entwicklungsperspektiven in Japan und Australien

Auch hier steht, wie in den meisten Roadmaps, als sofortige Maßnahme die Effizienzsteigerung beim Bau neuer Kraftwerke im Vordergrund. Seit 1995 ist in Japan beim Bau neuer Kohlekraftwerke eine kontinuierliche Steigerung der Dampfparameter (Druck und Temperatur) zu verzeichnen (Santos & Davison 2006). Während in Europa und USA kurz- bis mittelfristig Pre- und Post-Combustion-Maßnahmen im Vordergrund stehen, setzt Japan frühzeitig auf die Einführung der Brennstoffzellen-Technologie in Kombination mit der Kohlevergasung. Des Weiteren gibt es Kooperationen zwischen Japan und Australien im Bereich Oxyfuel-Combustion und IDGCC (Integrated Drying Gasification Combined Cycle), was hauptsächlich in Australien verfolgt wird. Im gemeinsamen „Hyper-coal project“ soll in Australien Kohle demineralisiert werden, welche dann in Japan zur emissionsarmen Energieerzeugung eingesetzt werden kann.

Beachtenswert sind auch die von BP/Sonatrach und ChevronTexaco initiierten und in der Planung befindlichen Projekte: In einem Joint Venture zwischen BP und Sonatrach namens **In Salah CO₂ Geological Storage Demonstration Project** wird in Algerien das aus der laufenden Gasproduktion anfallende Begleitgas CO₂ separiert. Dies ist erforderlich, um die Exportspezifikationen (CO₂-Gehalt < 0,3 Prozent) einzuhalten. Das entfernte CO₂ wird nicht – wie sonst üblich – in die Atmosphäre entlassen, sondern in eine geologische Formation verbracht. Insgesamt sollen auf diese Weise jährlich 900 000 bis 1 000 000 Tonnen CO₂ in den Untergrund eingespeichert werden. Als Motivation nennt BP die Selbstverpflichtung des Konzerns, seine klimarelevanten Emissionen zu senken. BP-intern existiert ein Emissionshandelssystem, in dem das eingespeicherte CO₂ dann in Zertifikate umgesetzt werden kann. Es ist zu betonen, dass der größte Teil der CO₂-Emissionen aus den energieverbrauchenden Prozessen stammt und das mitgeförderte CO₂ nur einen geringen Teil ausmacht (IEA 2005).

Zum Forschungsbereich der CO₂-Sequestrierung gibt es ferner nachfolgend aufgeführte Netzwerke:

Monitoring Network – Gegründet am 8. November 2004 bei einem Treffen an der University of California Santa Cruz organisiert durch IEA GHG and BP mit Unterstützung von EPRI und dem amerikanischen Energieministerium DoE/NETL.

International Network for CO₂-Capture – Die IEA GHG entwickelte das CO₂-Capture Netzwerk, welches als Forum und zur Unterstützung von Projekten im Forschungsbereich Abscheidung dient, die Mitglieder kommen ausschließlich aus der Industrie.

International Network on Biofixation of CO₂ and Greenhouse Gas Abatement with Microalgae – Der Zweck des Microalgae Biofixation Netzwerkes ist es, eine Plattform für Organisationen zu bieten, welche sich für die F&E-Maßnahmen der Treibhausgasreduzierung durch Mikroalgen interessieren bzw. beschäftigen. Die Mitglieder setzen sich aus Bereichen der Industrie, der Forschung und dem amerikanischen Energieministerium zusammen.

ZECA Zero Emission Coal Alliance – Ein Konsortium aus USA und Kanada, bestehend aus 18 Regierungsmitgliedern, Forschungsorganisationen und der Kohleindustrie, welche die Entwicklung neuer und hocheffizienter Technologien zur Elektrizitätserzeugung und/oder der Wasserstoffproduktion aus Kohle „with zero atmospheric emissions“ vorantreiben.

EnergyNet – Ein nationales kanadisches Netzwerk aus Forschung, Industrie und Ministerien, zur Entwicklung zukünftiger Wege und neuer Technologien, um sich ein breites Angebot erschwinglicher und umweltverträglicher Energie zu erschließen.

3 Das CO₂ würde sonst gefrieren und die Anlagen beschädigen.

Deutsche Projekte im Rahmen des BMBF F&E-Programms Geotechnologien mit dem Themenschwerpunkt „Erkundung, Nutzung und Schutz des unterirdischen Raumes“

CO₂-TRAP: Entwicklung und Bewertung innovativer Strategien zur Speicherung und dauerhaften Fixierung von CO₂ in geologischen Formationen
RWTH Aachen, Universität Bayreuth, Universität Stuttgart, RWE-DEA AG Hamburg, RWE Power AG Köln, Saar Energie GmbH Saarbrücken, Deutsche Steinkohle AG Herne, Deutsche Montan Technologie Essen

Enhanced Gas Recovery (EGR): Lagerung von CO₂ in tiefliegenden Erdgas-lagerstätten und die Möglichkeiten einer zusätzlichen Erdgasgewinnung – Eine Machbarkeitsstudie
TU-Clausthal Zellerfeld, BGR Hannover, Vattenfall Europe, EEG Gommern, E.ON-Ruhrgas, Wintershall Kassel

COSMOS: CO₂-Lagerung und Entwicklung von Überwachungs- und Sicherheitstechnologien
GeoForschungsZentrum Potsdam, Deutsches Brennstoff Institut – Gastechnologisches Institut GmbH (dbi-gti), Vattenfall Europe Mining AG Cottbus, Universität Karlsruhe, RWE Power AG Essen

RECUBIO: Recycling von CO₂ durch mikrobielle-biogeochemische Umwandlung in Methan (CH₄) im tieferen Untergrund
GEOS-Freiberg Ingenieurgesellschaft mbH, Dresdner Grundwasserforschungszentrum e.V. (DGFZ)

CDEAL: CO₂-Bindung durch Mineralreaktionen in sauren Grubenwässern und Restseen des Braunkohletagebaus
Technische Universität Bergakademie Freiberg

CO₂CRS: Hochauflösende Abbilder des Untergrundes zur CO₂-Lagerung mit Hilfe der CRS-Methode
Trappe Erdöl Erdgas Consultant Isernhagen, Universität Karlsruhe, Freie Universität Berlin

Entwicklung des SPIN Instrumenten Systems für Erkundung und Monitoring bei der unterirdischen CO₂-Speicherung mittels nuklear-magnetischer Resonanz
Geohydraulik Data, TU Berlin, FH Gelsenkirchen

CHEMKIN: Echtzeitbeobachtung des chemischen und kinetischen Verhaltens von Kohlendioxid während der geologischen Sequestrierung
GeoForschungsZentrum Potsdam, Umwelt- und Ingenieurtechnik GmbH Dresden, Universität Potsdam, Technische Universität Clausthal, Optimare GmbH, Wilhelmshaven.

Numerische Untersuchungen zur CO₂-Sequestration in geologischen Formationen – problemorientierte Benchmarks
Universität Stuttgart, Deutsche Montan Technologie Essen

CO₂-UGS-Risks: Integrale Sicherheits- und Risikoanalyse der CO₂-Speicherung in Deutschland
Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH Braunschweig

A.3.3 CCS-Projekte in Deutschland

Auch in Deutschland werden bereits konkrete Projekte im Bereich CO₂-Abtrennung und Speicherung durchgeführt bzw. sind in der Entwicklung. Darüber hinaus sind deutsche Institutionen an verschiedenen EU-weiten Forschungsvorhaben beteiligt (siehe Kapitel 17.3.1).

Von besonderer Bedeutung ist das Projekt **CO₂Sink**: Gefördert durch die EU wird unter Federführung des Geoforschungsinstitut Potsdam CO₂ unter realen Bedingungen in eine geologische Formation eingespeichert. Mittlerweile sind 17 verschiedene Partner an diesem Projekt beteiligt, darunter auch Kraftwerksbetreiber. Die Speicherung erfolgt innerhalb eines unterirdischen Porenspeichers, welcher sich in Ketzin – nahe Berlin – unterhalb eines Erdgasspeichers befindet. Unter anderem soll durch verschiedene Monitoringverfahren das Verhalten des eingespeicherten Gases überprüft und damit Erkenntnisse zur Langzeitstabilität erlangt werden.

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) fördert im Rahmen seines Forschungs- und Entwicklungsprogramms „**GEOTECHNOLOGIEN**“ (seit Mitte 2005) zehn interdisziplinäre Forschungsverbünde aus Wissenschaft und Wirtschaft mit knapp 7,5 Millionen Euro. Ziel der zunächst auf drei Jahre ausgelegten Forschungsvorhaben ist es, die technologischen, ökologischen und ökonomischen Perspektiven einer

unterirdischen Lagerung des Treibhausgases CO₂ zu prüfen (vgl. Übersicht in der Infobox).

Vom Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) wurde das CO₂-Reduktions-Technologien-Forschungskonzept **COORETEC** (**CO₂-REduktions-TEchnologien** in fossil befeuerten Kraftwerken) initiiert, welches im Verbund mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft zur Realisierung emissionsarmer Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger führen soll. So soll – mit Zeit-horizont 2020 – die Entwicklung notwendiger Technologien für hocheffiziente, weitgehend abgasfreie und wirtschaftliche Kohle- und Gaskraftwerke aufgezeigt werden. Eine Weiterentwicklung dieses Forschungskonzeptes mündete u.a. in das Forschungsprojekt **COORIVA** (**CO₂-Reduktion** durch integrierte Vergasung und Abtrennung). Hier geht es um die Entwicklung eines IGCC-Konzeptes, welches die bisherigen großtechnischen Projekterfahrungen nutzt und die CO₂-Abtrennung einbezieht. Parallel dazu erfolgen Potenzialuntersuchungen, u.a. zur Vergasung von Braun- und Steinkohle, die Schaffung von Modellierungswerkzeugen und scale-up-fähigen Untersuchungen.

Von Seiten der Energieversorgungsunternehmen hat RWE die Errichtung einer IGCC-Anlage mit CO₂-Abtrennung bis 2014 angekündigt und Vattenfall baut seit Mai 2006 am Standort Schwarze Pumpe ein Demo-Oxyfuel-Kraftwerk (siehe auch Studienteil 2 unter Kapitel 2.2), welches 2008 in Betrieb gehen soll.

A.4 Leitfragen für die Planung einer CO₂-Transportinfrastruktur (zu Kap. 8)

Im Folgenden sind wichtige Fragestellungen, die für den Entwurf und den Aufbau von CO₂-Transportinfrastrukturen leitend sein können, aufgeführt:

Leitfragen für eine Transportinfrastrukturanalyse:

1. Wo liegen *Gemeinsamkeiten*, wo *Unterschiede* im Handling von *Erdgas* und CO₂?
 - stoffliche / thermodynamische Eigenschaften
 - Risikomanagement
 - Korrosion
 - Pipelinetransport (Druckniveau, Leitungsquerschnitte, Volumen- und Massenströme, Verdichterleistungen)
2. Wo liegen *Erfahrungen* vor mit dem Handling und Transport von CO₂ oder mit Transporten von Gasen mit ähnlichen Eigenschaften (z.B. LPG)?
3. Wer könnte typischerweise *Betreiber* von CO₂-Pipelines sein?
4. Welche Kombinationen aus *Onshore-/Offshore-Transportsystemen* sind denkbar (z.B. Onshore-Pipelines + Sammelleitung + Zwischenspeicher + Schiffbetankung + ...) und welche davon sind sinnvoll?
5. Welche *infrastrukturellen Fragestellungen* (Anladesysteme, Konkurrenz zu bestehendem Schiffsverkehr etc.) ergeben sich daraus?
6. Welche *Trassenauswahl* (in ökonomischer und ökologischer Hinsicht sowie in Bezug auf Risiko- und Akzeptanzfragen) ist sinnvoll?
7. Wie viele *Verdichterstationen* (elektrisch/gasbetrieben?) müssen an welchen Stellen errichtet werden?
8. Welche Fragestellungen sind für eine *Kostenanalyse* relevant?
 - Euro pro Kilometer Pipeline (als Fkt. von Durchmesser, Druckniveau, Volumen-/Massenstrom, Geländetopographie ...)
 - Euro pro Kilometer transportierter Tonne CO₂ (als Fkt. von Aggregatzustand, Kapazitätswolumen, Reifegrad der Technologie ...)
 - Kosten der Zusatzeinrichtungen (Verflüssiger, Zwischenverdichter, Sammler, Messstationen ...)
9. Wie könnten *Lernkurven* von CO₂-Pipelines (Einzelleitungen, Verbund etc.) aussehen?
10. Welche Fragestellungen sind für eine *Zeitanalyse* relevant?
 - Wann können welche Kraftwerke und CO₂-Senken in Betrieb genommen werden?
 - Wann werden welche Senken voll sein?
 - Innerhalb welchen Zeitraums wird eine CO₂-Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden können (Planungs-, Genehmigungs- und Bauvorlaufzeiten!)?
 - Wann werden welche CO₂-Zwischenspeicher (für Offshore-Schifftransporte bzw. Onshore-Straßen- und -Schienentransporte) benötigt bzw. wann sind sie verfügbar?
11. Welche *Genehmigungsverfahren* und *Planvorlaufzeiten* sind für Pipeline-Neubau bzw. – Erweiterung i.d.R. erforderlich?
12. Welche *Probleme* könnten bei der Errichtung von CO₂-Pipelines parallel zu den bestehenden Erdgasleitungen entstehen (z.B. Platzbedarf bei engen Trassen, Akzeptanz bei zusätzlich notwendigen Rodungen)?
13. Welche CO₂-spezifischen Anforderungen an das Pipelinenetz incl. Anlagenkomponenten wie Verdichterstationen, Messstationen etc. sind hinsichtlich *Sicherheitsanforderungen*, *Korrosion* etc. erforderlich?
14. Genügt beim CO₂-Transport in überkritischem Zustand eine einmalige Kompression am Anfang (beim Kraftwerk) oder sind weitere *Zwischenverdichter* erforderlich? Wenn ja, ab welchen Entfernungen bzw. Druckverlusten?
15. Sind ggf. *stillgelegte Stadtgasleitungen* (nach Umrüstung) für den CO₂-Transport geeignet? Wenn ja welche, wie sind sie geografisch aufgestellt (Transport von wo nach wo) und welche Transportkapazitäten beinhalten sie?

A.5 Basisdaten für die Bilanzierung von Brennstoff- und CO₂-Massenströmen (zu Kapitel 10)

Tabellen A-3 und A-4 siehe folgende Seiten.

Tabelle A-3: Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO₂-Mengen für verschiedene Kraftwerkstypen (Stromproduktion)

1) Bilanzierung CO ₂ -Mengen														
Energieträger	Verfahren	spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)		KW-Leistung (Netto) [MW _{el}]	Wirkungsgrade η _{el}		spez. CO ₂ -Emissionen (Strom)		Vollast- Stunden [h/a]	Jahres- stromprod. [MWh _{el} /a]	Jahresproduktion CO ₂ mit CCS		Abscheide- grad [%]	Zu entsorgende CO ₂ -Menge [t _{CO2} /a]
		[g _{CO2} /MJ _{th}]	[g _{CO2} /kWh _{th}]		ohne CCS [%]	mit CCS [%]	ohne CCS [g _{CO2} /kWh _{el}]	mit CCS [g _{CO2} /kWh _{el}]			ohne CCS [t _{CO2} /a]	mit CCS [t _{CO2} /a]		
Braunkohle	DT	112	403	700	46%	34%	877	1.186	7.000	4.900.000	4.294.957	5.810.824	88%	5.113.525
Steinkohle	DT	92	331	700	49%	40%	676	828	7.000	4.900.000	3.312.000	4.057.200	88%	3.570.336
	DT, Oxyfuel	92	331	700	49%	38%	676	872	7.000	4.900.000	3.312.000	4.270.737	99,5%	4.249.383
	IGCC	92	331	700	50%	42%	662	789	7.000	4.900.000	3.245.760	3.864.000	88%	3.400.320
Erdgas	GuD	56	202	700	60%	51%	336	395	7.000	4.900.000	1.646.400	1.936.941	88%	1.704.508
Heizöl EL	BHKW	74	266	2	38%	–	701	–	4.000	8.000	5.608	–	–	–

2) Bilanzierung Brennstoffmengen														
Energieträger	Verfahren	Brennstoffverbrauch		Differenz mit / ohne CCS [MWh/a]	Brennstoff-Heizwerte		Brennstoff-Dichte	Brennstoffverbrauch		Zusatz- Brennstoff- mengen für CCS				
		ohne CCS [MWh/a]	mit CCS [MWh/a]		[MJ/kg]	[kWh/kg]		ohne CCS	mit CCS					
Braunkohle	DT	10.652.174	14.411.765	3.759.591	35%	8,6	2,39	1 kg/kg	1 kg/kg	4.459.050 t/a	6.032.832 t/a	1.573.782 t/a		
Steinkohle	DT	10.000.000	12.250.000	2.250.000	23%	29,4	8,17	1 kg/kg	1 kg/kg	1.224.490 t/a	1.500.000 t/a	275.510 t/a		
	DT, Oxyfuel	10.000.000	12.894.737	2.894.737	29%	30,4	8,44	1 kg/kg	1 kg/kg	1.184.211 t/a	1.527.008 t/a	342.798 t/a		
	IGCC	9.800.000	11.666.667	1.866.667	19%	29,4	8,17	1 kg/kg	1 kg/kg	1.200.000 t/a	1.428.571 t/a	228.571 t/a		
Erdgas	GuD	8.166.667	9.607.843	1.441.176	18%	46,5	12,92	0,780 kg/m³	0,780 kg/m³	810.587.262 m³/a	953.632.073 m³/a	143.044.811 m³/a		
Heizöl EL	BHKW	21.053	–	–	–	42,7	11,86	0,845 kg/l	– l/a	2.100.508 l/a	–	– l/a		
Markierte Felder sind veränderbare Eingangsparameter!														
Quelle für spez. Brennstoffkennwerte (Emissionen, Heizwerte, Dichte): BayLfU 2004														

Tabelle A-4: Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO₂-Mengen für verschiedene Syntheseeinrichtungen (H₂-Produktion)

1) Bilanzierung CO ₂ -Mengen															
		spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)		Nettoleistung		Prozesswirkungsgrade η		spez. CO ₂ -Emissionen (H ₂)		Volllast-Stunden	Jahresstromprod.	Jahresproduktion CO ₂		Abscheidegrad	Zu entsorgende CO ₂ -Menge
Energieträger	Verfahren	[g _{CO2} /MJ _{th}]	[g _{CO2} /kWh _{th}]	ohne CCS [MW _{th}]	mit CCS [MW _{th}]	ohne CCS [%]	mit CCS [%]	[g _{CO2} /kWh _{th}]	mit CCS [g _{CO2} /kWh _{th}]	[h/a]	[MWh _{th} /a]	ohne CCS [t _{CO2} /a]	mit CCS [t _{CO2} /a]	grad	[t _{CO2} /a]
Steinkohle	Vergasung	92	331	560	522	59%	55%	561	602	8.000	4.480.000	2.514.875	2.697.775	88%	2.374.042
Erdgas	Dampfref.	56	202	350	329	74%	69%	274	292	8.000	2.800.000	766.957	816.903	71%	580.001
2) Bilanzierung Brennstoffmengen															
		Brennstoffverbrauch		Differenz mit / ohne CCS		Brennstoff-Heizwerte		Brennstoff-Dichte		Brennstoffverbrauch		Zusatz-Brennstoffmengen für CCS			
Energieträger	Verfahren	ohne CCS [MWh/a]	mit CCS [MWh/a]	ohne CCS [MWh/a]	mit / ohne CCS [%]	[MJ/kg]	[kWh/kg]	ohne CCS [kg/kg]	mit CCS [kg/kg]	ohne CCS [t/a]	mit CCS [t/a]	ohne CCS [m ³ /a]	mit CCS [m ³ /a]		
Steinkohle	Vergasung	7.593.220	8.145.455	552.234	7%	29,4	8,17	1 kg/kg	997.403 t/a	929.782 t/a	997.403 t/a	402.193.390 m ³ /a	377.602.762 m ³ /a	67.621 t/a 24.590.628 m ³ /a	
Erdgas	Dampfref.	3.804.348	4.052.098	247.751	7%	46,5	12,92	0,780 kg/m ³							
Markierte Felder sind veränderbare Eingangsparameter!															
– die Nutzungsgrade sind auf den Heizwert von H ₂ (3,00 kWh/Nm ³) bezogen															
– Umrechnungsfaktor auf H ₂ -Brennwert (3,55 kWh/Nm ³ / 3,00 kWh/Nm ³) = 1,18															
Quelle für spez. Brennstoffkennwerte (Emissionen, Heizwerte, Dichte): Bayl 0 2004															

Literatur

- Air Liquide (2005): persönliche Mitteilung
- Arbeitsgruppe Schiffe der Zukunft (2002): Schlussbericht an die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, Straßburg; Zentralkommission für die Rheinschifffahrt
- Azar, C.; Schneider, S. (2002): Are the economic costs of stabilizing the atmosphere prohibitive? *Ecological Economics* 42, 1-2: 73–80
- BMVBW (2004): Verkehr in Zahlen 2004/2005, Hamburg
- Bündnis 90/Die Grünen (2001): Vom atomaren zum solaren Zeitalter. Das Zukunftsenergieprogramm Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen. Stand 12/2001. Berlin
- Bündnis 90/Die Grünen (2003): Grüne Eckpunkte für ein Reformprogramm in der Energiepolitik. Beschluss vom 11.11.2003. Berlin
- Bündnis 90/Die Grünen (2006): Für einen radikalen Realismus in der Ökologiepolitik. 26. Ordentliche Bundesdelegiertenkonferenz, 1. bis 3.12.2006, Köln
- Backhaus, C.; Meyer, J.; Spangardt, G. (2002): Energetische Nutzung von Grubengas. Fraunhofer UMSICHT. Vortrag. www.wupperinst.org/download/TerraTec-2003/Meyer.pdf (17.02.2006)
- Bauer, N.; Edenhofer, O.; Held, H.; Kriegler, E. (2004): Uncertainty of the role of carbon capturing and sequestration within climate change mitigation strategies. Accepted for publication in: E.S. Rubin, E.S.; Keith, D.W.; Gilboy, C.F. (Eds.): *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Paper and Plenary Presentations*, IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK
- Bauer, N. (2005): Carbon Capturing and Sequestration – An Option to Buy Time? Ph.D. Thesis. University of Potsdam
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003): Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMA-Dokumentation Nr. 527. Berlin
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung. Berlin, September 2007
- BMWi 2007: Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene. Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie (WI) in Kooperation mit dem Forschungszentrum Jülich (STE) und dem Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 2007
- BMU (2004): Nitsch, J.; Reinhardt, G.; Fishedick, M. u.a. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des BMU, Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI, Berlin, März 2004
- BMU 2005: Nitsch, J.; Fishedick, M.; Staiß, F. (2005): Aktualisierung und Detaillierung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor mit differenzierter Ermittlung der Vergütungszahlungen und der Differenzkosten durch das EEG. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Wuppertal, August 2005
- BMU (2006): Staiss, F.; Nitsch, J.; Lutz, C.; Edler C. u.a. (2006): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels. Studie von ZSW, DLR, DIW, GWS; im Auftrag des BMU, Berlin, August 2006
- Bock, B.; Rhudy, R.; Nichols, D. (2001): Economic Evaluation of CO₂ Sequestration Technologies. Semi-Annual Technology Progress Report. DE-FC26-00NT40937. Tennessee Valley Authority. Muscle Shoals
- BP (2005): Making energy more, Nachhaltigkeitsbericht 2005

- Breuer, H. (2001): Ab in den Untergrund, in Wissen 46/2001, http://www.zeit.de/2001/46/Wissen/200146_n-klimakiller.html
- Briem, S.; Blesl, M.; Corradini, R.; Eltrop, L.; Fahl, U.; Gürzenich, D.; Krewitt, W.; Ohl, M.; Mörschner, J.; Richter, S.; Tryfonidou, R.; Viebahn, P.; Voß, A.; Wagner, H.-J. (2004): Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Informationsschrift der VDI-Gesellschaft Energietechnik. VDI-Verlag, Düsseldorf. ISBN 3-931384-50-0
- Bruno, I. (2003): Ecobalance of a wind turbine: LCA approach. Diplomarbeit an der Università degli studi di Roma. Rom
- BUND (2005): Präsentation von Thorben Becker, BUND: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- BUND (2006): Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland: BUND Position. CO₂-Abscheidung in fossilen Kraftwerken. Berlin
- Bundesregierung (2004): Perspektiven für Deutschland. Unsere Perspektiven für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin
- CAN Europe (2006): CAN Europe Principles on CO₂ Capture and Storage (CCS), Brüssel, Mai 2006
- CDU (2004): Christlich Demokratische Union, Telefonat mit Frau Bendig, energiepolitische Sprecherin der CDU, 21.10.2004
- Celia, M. A.; Scherer, G. (2004): Leakage through existing wells: Models, Data Analysis and Lab Experiments, Presentation from the third CMI (Carbon Mitigation Initiative) Annual Meeting 2004, Princeton Environmental Institute, January 2004
- Chapel, D. G.; Mariz C. L. (1999): Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends. Aliso Viejo
- Chataignere, A.; Boulch, D. L. (2003): Wind Turbine (WT) Systems. In: ECLIPSE – Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe. Final Report. www.eclipse-eu.org/pubres_guide.html (29.09.2006)
- Christensen, N.; Holloway, S. (2004): GESTCO – Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel. Summery Report of the GESTCO-Project to the European Commission, Brüssel
- Chomenko, B. (2005): Eisenbahnkarte von Deutschland, <http://www.bueker.net/trainspotting/index.php> (05.09.2005)
- de Figueiredo, M.; Reiner, D.; Herzog, H.; Oye, K. (2006): The Liability of Carbon Dioxide Storage. Eighth International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Trondheim, Norwegen
- Dietrich, L.; Bode, S. (2005): CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA): Ordnungsrechtliche Aspekte und ökonomische Implikationen im Rahmen des EU-Emissionshandels. HWWA Discussion Paper 327. Hamburg, Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv
- Dijkstra J. W., Jansen D. (2002): Novel Concepts for CO₂ Capture with SOFC, 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), 30th September – 4th October 2002, Kyoto, Japan
- DIW (2006): DIW Wochenbericht Nr. 35/2006, Berlin
- DLR (2006): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (TRANS-CSP). Final Report. <http://www.dlr.de/tt/trans-csp> (21.07.2006). Stuttgart
- DoE (2003): United States Department of Energy: Carbon Sequestration, Technology Roadmap and Program Plan. www.netl.doe.gov/coalpower/sequestration (07.06.2004)
- DoE (2005a): U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: Carbon Sequestration – Technology Roadmap and Program Plan 2005 http://www.netl.doe.gov/publications/carbon_seq/2005_roadmap_for_web.pdf
- DoE (2005b): U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. Prepared by J. Ruether, M. Ramezan, E. Grol. http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/H2_from_Coal_LNG_Final.pdf (15.09.2006)

- Dubbel (1990): In : Beitz, W.; Küttner, K.-H. (Hrsg.): Dubbel – Taschenbuch für den Maschinenbau; 17. Auflage; Springer Verlag, Berlin 1990
- ECOFYS (2004): Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F.: Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht 2004. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> (27.08.04)
- ecoinvent (2005): ecoinvent data v1.01. CD-ROM des Schweizer Zentrums für Lebenszyklusdaten. www.ecoinvent.ch. Dübendorf
- Economist (2006): The Economist, Apr 22nd 2006, 67.
- Edenhofer, O.; Held, H.; Bauer, N. (2004): A Regulatory Framework for Carbon Capturing and Sequestration within the Post-Kyoto Process. In: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Hrsg.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme
- Edenhofer, O.; Bauer, N.; Kriegler, E. (2005): The impact of technological change and welfare: insights from the model MIND. *Ecological Economics* 54: 227–292
- Edenhofer, O.; Lessmann, K.; Kemfert, C.; Grubb, M.; Köhler, J. (2006): Induced Technological Change: Exploring its Implications for the Economics of Atmospheric Stabilization: Synthesis Report from the Innovation Modeling Comparison Project. The Energy Journal Special Issue Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization. S. 57–107
- Eggleston (2006): Estimation of Emissions from CO₂ Capture and Storage: the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. http://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/2006/application/pdf/ccs_20060723.pdf
- Enquete-Kommission (2002): „Nachhaltige Energieversorgung“ des deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Abschlussbericht, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9400
- EPPSA (2006): European Power Plant Suppliers Association: EPPSA's CO₂ Capture Ready Recommendations. Brüssel, 7.12.2006 (living document)
- ETP ZEFFPP (2005): http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/zeffpp_power_plant_en.pdf
- EU (2001): Directorate-General Energie und Transport der Europäischen Union: Green Paper. Towards a European strategy for the security of energy supply. Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg
- EU (2006): Europäische Kommission: Grünbuch. Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Brüssel, 8.3.2006
- EWI/Prognos (2005): In: Bartels, M.; Hofer, P. u.a.: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des BMWI, Köln, Basel, April 2005.
- EWI/Prognos (2006): In: Lindenberger, D.; Bartels, M. u.a.: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Prognos/EWI, Untersuchung im Auftrag des BMWI, Köln, Basel, August 2006
- Fahrni, R. (2002): An Overview of Hydrogen Production Methods and Costs Today. ETH Zürich, Institut für Energietechnologien, Zürich April 2002
- Fell, Hans-Josef (2003): „Clean Coal“: Die Renaissance des Klimakillers Kohle! In: Solarzeitalter. 2/2003
- FDP (2003): Freie Demokratische Partei: Antrag von FDP-Abgeordneten des Deutschen Bundestags, Drucksache 15/2194, 15. Wahlperiode, 10.12.2003
- Feely, Richard A.; Christopher, Sabine; Kitack, Lee; Berelson, Will; Kleypas, Joanie; Fabry, Victoria J.; Millero, Frank J. (2004): Impact of Anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ System in the Oceans. *Science*, Bd. 305, 16.07.2004
- Fischedick, M.; Günster, W.; Fahlenkamp, H.; Meier, H.-J.; Neumann, F.; Oeljeklaus, G.; Rode, H.; Schimkat, A.; Beigel, J.; Schüwer, D. (2006): CO₂-Abtrennung im Kraftwerk. Ist eine Nachrüstung sinnvoll? VGB PowerTech 4/2006, S. 1–10

- Flachsland, C. (2005): Social Conditions of Technological Change – The Case of Carbon Capture and Storage. Master Thesis. University of Potsdam
- Fleisch, T.; H., Quigley, T. (2000): Technologies for the Gas economy. Paper presented at Energy Frontiers International Members conference „Gas to Market Options“, San Francisco, C.A.
- Forum Umwelt und Entwicklung (2001): Der Wald allein wird das Klima nicht retten, Positionspapier AG Wälder 20.07.2001
- Fritsche, Uwe R.; Rausch, Lothar; Schmidt, Klaus (2007): Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. Arbeitspapier. Darmstadt. www.oeko.de/publikationen/forschungsberichte/studien/dok/657.php
- FZ Jülich (2006): In: Linßen, J.; Markewitz, P.; Martinsen, D.; Walbeck, M.: Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung. Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
- Gale, J. (2002): IPCC Workshop for Carbon Capture and Storage 18.–21.11.2002 in Regina, Canada: Overview of CO₂ emission sources, potential, transport and geographical distribution of storage possibilities
- Geologischer Dienst NRW (2006): Geo-Know-how macht Grubengas nutzbar. www.gd.nrw.de/w_schr01.htm (17.02.2006)
- Gerling, J. P. (2004): COORETEC – CO₂-Speicherung, in: Dokumentation des Fachkongresses „Innovative Technologien zur Stromerzeugung – auf dem Weg zu CO₂-freien Kohle- und Gaskraftwerken“ vom 10.–12. Mai 2004. Berlin. <http://www.kraftwerkskongress.de/deu/index.htm>
- Gerling, P.; May, F. (2001): Anhörung der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ zum Thema Innovative Energietechnologien und -systeme am 20.11.2001, Kommissionsdrucksache 14/111-2
- Germanwatch (Hrsg.) (2004): In: Duckat, R.; Treber, M.; Bals, C.; Kier, G.: CO₂-Abscheidung und -Lagerung als Beitrag zum Klimaschutz, Ergebnisse des „IPCC Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage“ vom November 2002 und Bewertung durch Germanwatch, Bonn, <http://www.germanwatch.org/rio/ccs04.htm>
- Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V. (2004): Pressemitteilung vom 28.04.2004: Kohlendioxidausstoß aus Kraftwerken – Wege zur Verringerung des Treibhausgases, www.gdch.de/oearbeit/press/2004.htm
- GESTCO (2004): siehe Christensen + Holloway
- Gibbins, J.R.; Crane, R.I.; Lambropoulos, D.; Booth, C.; Roberts, C.A.; Lord, M. (2004): Maximising the Effectiveness of Post Combustion CO₂ Capture Systems. International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver 2–9 Sept. 2004, Canada, <http://uregina.ca/ghgt7>
- Gielen, D. (2003): The Future Role of CO₂ Capture and Storage Results of the IEA-ETP Model. IEA/EET Working Paper. Paris
- Göttlicher, G. (1999): Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 421. Düsseldorf. ISBN 3-18-342106-2. Vergriffen
- Göttlicher, G. (2003): State of the Art of CO₂-Capture Technologies for Power Plants, Summer School Finland
- Göttlicher, G. (2003a): „CO₂-Emissionsminderung durch Carbon Management“. ew (Fachmagazin der VDEW für Energiewirtschaft) Heft 21, S. 42–45
- Greenhouse Issues (2004): No. 73, <http://www.ieagreen.org.uk/july73.html>
- Greenpeace (2004): Kohlendioxid in den Untergrund? Hokus Pokus CO₂-Verpressung, Stellungnahme
- Greenpeace (2005): Präsentation von Gabriela von Goerne: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- Greenpeace (2005a): Greenpeace Memo: EU submission to the UNFCCC on the inclusion of Carbon Capture and Storage in the Clean Development Mechanism
- Greenpeace (2007): Persönliche Kommunikation am 15.2.2007 mit Gabriela von Goerne, Greenpeace, Hamburg

- Greenpeace; EREC (2007): Energy (r)evolution. A sustainable world energy outlook. Amsterdam.
<http://www.energyblueprint.info/> (26.01.2007)
- Grimston, M.C.; Karakoussis, V.; Fouquet, R.; van der Vorst, R.; Pearson, P.; Leach, M. (2001): The European and global potential of carbon dioxide sequestration in tackling climate change. *Climate Policy* 1 (2001): S. 155–171
- Guinée, J. (Hrsg.) (2002): Handbook on Life Cycle Assessment. Operational Guide to the ISO Standards. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London
- Held, H.; Edenhofer, O.; Bauer, N. (2006): How to deal with risks of carbon sequestration within an international emission trading scheme. Paper presented at GHGT8
- Hellweg, S.; Hofstetter, Th. B.; Hungerbühler, K. (2003): Discounting and the Environment. Should Current Impacts be Weighted Differently than Impacts Harming Future Generations? *Int J LCA* 8 (1) 8–18. ecomed. Landsberg
- Hendricks, C.A.; Turkenburg, W.C. (1997): Towards Meeting CO₂ Emission Targets: The Role of Carbon Dioxide Removal. IPTS Report 16, 13–21
- Hendricks, C. (1994): “Carbon dioxide removal from coal-fired power plants”, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London
- Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F. (2004): Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> (21.07.2006)
- Herzog, H.; Drake, E.; Adams, E. (1997): CO₂ Capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change, A White Paper, DOE Order No. DE AF22-96PC1257
- Herzog, H. (2000): Carbon Sequestration via Mineral Carbonation: Overview and Assessment, 14 March 2004
- Hey, C. (2006): persönliche Mitteilung. Berlin
- Huijts, N. (2003): Public Perception of Carbon Dioxide Storage. The role of trust and affect in attitude formation. Master Thesis, Eindhoven University of Technology
- IEA (2002): International Energy Agency: World Energy Outlook 2002. International Energy Agency. Paris
- IEA (2003): World Energy Outlook 2003. Paris
- IEA (2004): CO₂ Capture and Storage. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. www.co2sequestration.info (27.07.04)
- IFEU und IFU (2005): Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für Umweltinformatik: Umberto 5.0. Heidelberg/Hamburg
- IPCC (2000): Intergovernmental Panel on Climate Change „Climate Change 2000: Emission Scenarios, A special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge
- IPCC (2001): Intergovernmental Panel on Climate Change „Climate Change 2001: Impacts, Adaption, and Vulnerability”. Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge
- IPCC (2001a): Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): Climate Change 2001: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC, Cambridge, New York: Cambridge University Press
- IPCC (2002): Intergovernmental Panel on Climate Change: Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage. Proceedings. Regina, Canada, 18–21 November 2002. Published by ECN. www.rivm.nl/mnp/ieweb/ipcc/pages_media/ccs-report.html (27.07.2004)
- IPCC (2005): Intergovernmental Panel on Climate Change: Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Preliminary Version, January 2005
- IPCC (2005a): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Summary for Policy-makers. Montreal, September 25th

- IPCC (2005b): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the IPCC. In: Metz, B.; Davidson, O.; de Coninck, H. C.; Loos, M.; Meyer, L. A. (eds.): Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
- Kloepfer, M. (2004): Umweltrecht. 3. Auflage. C. H. Beck, München
- Kohlmann, J.; Zevenhoven, R. (2001): The removal of CO₂ from flue gases using magnesium silicates in Finnland, presentation at the 22 th Int. Conf. On Coal Science, San Francisco (CA), Sept. 19–Oct. 5
- Knutzen J. (1981): Effects of decreased pH on marine organisms Marine Pollution Bulletin, 12: 25–29
- Krewitt, W.; Schmid, S. (2004): EU-Projekt CASCADE MINTS. WP 1.5, D1.1. Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final draft. 28. July 2004. Stuttgart
- Laszlo Küppers, Laszlo (2006): Persönliche Mitteilung. ZSW. Stuttgart
- Lackner, K.S.; Ziock, H.-J. (2001): The Zero Emission Coal Alliance Technology, VGB PowerTech 12/2001, S. 57, Essen
- Landesinitiative Zukunftsenergien NRW (2006): Fakten und Zahlen aus NRW: Top – Die Energie quillt! http://www.energieland.nrw.de/about_us/zahlen.htm (31.07.2006)
- Lawrence, M. (2002): Side effects of Oceanic Iron Fertilization, Science's: Letters Vol. 207, 30 Sept. 02, S. 1993
- Leggett, J. (2005): Half Gone: Oil, Gas, Hot Air and the Global Energy Crisis. Porto Bello Bux Ltd., London
- Lyngfelt, A.; Leckner, N.; Mattisson T. (2001): A Fluidised Bed Combustion Process with Inherent CO₂ Separation; Application of Chemical Looping Combustion, Chem. Eng. Sci., 56, 3101
- Makino E. (2003): Fischer-Tropsch-Synthesis. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Sixth Edition (2003), Vol. 8, S. 651–664
- Marato-Valer, M. M. (2004): Penn State >Live – Recent Headlines: Researchers study natural mineral that locks up carbon dioxide, Tuesday September 7, 2004, <http://live.psu.edu/story/7907>
- Mariz, C.L. (1998): Carbon Dioxide recovery: Large Scale Design Trends. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998, 37, 7, 42–47
- Maurstad, O.; Bredesen, R.; Bolland, O.; Kvamsdal, H.; Schell, M. (2005): SOFC AND GAS TURBINE POWER SYSTEMS – EVALUATION OF CONFIGURATIONS FOR CO₂ CAPTURE. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies: Elsevier 2005. ISBN 0-080-44881-X. S. 273–281, presented as peer-reviewed paper at GHGT-7, Vancouver, Sept. 2004
- May, F.; Brune, S.; Gerling, P.; Krull, P. (2003): Möglichkeiten zur CO₂-Speicherung in Deutschland – eine Bestandsaufnahme im Jahre 2003. geotechnik 26 (2003) Nr. 5: 162–172, VGE; Essen
- May, F.; Müller, Chr.; Bernstone, C. (2005): How much CO₂ can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany? In: VGB PowerTech 6/2005, S. 32–37
- May, N. (2005): Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Diplomarbeit. TU Braunschweig/DLR Stuttgart
- Meinshausen, M. (2006): What Does a 2 °C Target Mean for Greenhouse Gas Concentrations? A Brief Analysis Based on Multi-Gas Emission Pathways and Several Climate Sensitivity Uncertainty Estimates. In: Schellnhuber, H. J.; Cramer, W.; Nakicenovic, N.; Wigley, T.; Yohe, G. (Hrsg.): Avoiding Dangerous Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge. S. 265–279
- Möller, A.; Page, B.; Rolf, A.; Wohlgemuth, V. (2001): Foundations and Applications of computer based Material Flow Networks for Environmental Management. In: Rautenstrauch et al: Environmental information systems in industry and public administration. Magdeburg
- Möller, S.; Kaucic, D.; Sattler, C. (2006): Hydrogen Production by Solar Reforming of Natural Gas: A Comparison Study of Two Possible Process Configurations. Journal of Solar Energy Engineering. Vol. 128, 16–23
- NABU (2005): Präsentation von R. Musiol, NABU: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin

- Nitsch, Joachim (2007): Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/38787/20049/> (05.11.2007)
- Nordhaus, W. D.; Boyer, J. (2000): *Warming the World*. Cambridge University Press. Cambridge
- Omori, M.; Norman, C. P.; Ikeda, T. (1998): Oceanic disposal of CO₂: potential effects on deep-sea plankton and micronekton – a review. *Plankton Biol. Ecol.* 45, 87–99
- Padro, C.E.; Putsche, V. (1999): Survey of the Economics of Hydrogen Technologies. Nat. Renewable Energy Lab. Golden, Colorado; NREL/TP-570-27079, Sept 1999
- Parsons (2002): Parsons infrastructure and technology group inc.: Hydrogen Production Facilities. Plant Performance and Cost Comparisons. Final report prepared for DOE. Reading, Pennsylvania. <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/FinalCompReport.pdf> (15.09.2006)
- Pastowski, A. (1997): Decoupling Economic Development and Freight for Reducing its Negative Impacts (Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, Wuppertal Paper No. 79), Wuppertal: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy
- Pastowski, A. (2005): Impacts of Energy Use on Demand for Freight Transport: Past Development and Future Perspectives, eceee 2005 Summer Study Proceedings Volume 2, eceee, Stockholm, pp 697–708
- Perrings, C. (1989): Environmental Bonds and Environmental Research in Innovative Activities. *Ecological Economics*, Volume 1, p. 95–110
- PDS (2004): Partei des Demokratischen Sozialismus: Stellungnahme der BAG Umwelt – Energie – Verkehr zur Kohlendioxid-Abtrennung und Deponierung beim Betrieb von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Marburg, 02.09.2004
- Pehnt, M. (2002): Ökobilanzen. In: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung regenerativer Energien in Deutschland. 2. Zwischenbericht Juli 2002. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal
- Pehnt, M. (2002a): Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6. Nr. 476. VDI Verlag. Düsseldorf. ISBN 3-18-347606-1
- Petersen, R.; Pastowski, A.; Lelowski, P. (1993): Entwicklungsperspektiven der Binnenschifffahrt vor dem Hintergrund einer klimagerechten Verkehrspolitik, in: ISA Consult (Hrsg.): Umweltgerechter Transport und innovative Schiffskonzepte (ISA Schriftenreihe Nr. 9), Bochum: ISA Consult, Teil I, S. 1–37
- Pick, E. (1998): Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Universität-GH Essen
- Plass, L. (2002): Präsentation zum BMWA-Workshop CO₂-Abtrennung/Nutzung/Deponierung, Sachstand in ARGE 2
- Ploetz, C. (2003): Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Expertise im Auftrag des WGBU 2003
- PointCarbon (2006): CDM & JI Monitor, 24. Januar 2006
- Pro Regenwald (1998): Klima, Bäume und das Geld – Klimaveränderung schafft neue Wälder, Dokumentation Nr. 2 – Herbst 1998
- Prognos (2004): Bohnenschäfer, W. u.a. (Prognos AG): Perspektiven für elektrischen Strom in einer nachhaltigen Entwicklung, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin
- Rao, Anand B.; Rubin, Edward S. (2002): A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control. *Environ. Sci. Technol.* 2002, 36, 4467–4475.
- Reininger, G.; Schubert, V. (1999): http://ac16.uni-paderborn.de/lehrveranstaltungen/_aac/vorles/skript/kap_7/kap7_2.html
- Riahi, K.; Rubin, E. S.; Taylor, M. R.; Schrattenholzer, L.; Hounshell, D. (2004): Technological learning for carbon capture and sequestration technologies. *Energy Economics* 26 (2004) 539–564.
- Riahi, K.; Rao, S.; Keppo, I. (2006): “Importance of Technological Change and Spillovers in Long-Term Climate Policy.” The Energy Journal Special Issue, Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization
- Richter, I. (2003): CO₂-Versenkung im Ozean; Diplomarbeit an der Universität Oldenburg

- Robin Wood (2006): Saubere Kohle wird es nicht geben! Positionspapier. Bremen
- Roehrl, R. A.; Riahi, K. (2000): Technology dynamics and greenhouse gas emission mitigation: a cost assessment, *Technological Forecasting and Social Change* 63, 2000, S. 231–261
- Rogner, H.-H. (1997): An Assessment of World Hydrocarbon Resources. *Annual Review of Energy and Environment* 22: 217–262
- RNE (2004): Rat für Nachhaltige Entwicklung: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Texte, Nr. 4, Oktober 2004
- Rüggeberg, T. (2004): Das deutsche COORETC-Konzept: Wege zum emissionsfreien Kraftwerk auf Basis Kohle und Gas. In: *energy*, 3/2004, Zeitschrift der Energieverwertungsagentur Österreich, Wien
- Rubin, S.; Yeh, S.; Hounshell, D. (2004): Experience curves for power emission control technologies. *Int. J. Energy Technology and Policy*, Vol. 2, Nos. 1/2
- Rubin, E.; Antes M.; Yeh, S.; Berkenpas M. (2006): Estimating the future trends in the cost of CO₂ capture technologies. Technical Study, Report Number: 2006/6, IEA Greenhouse Gas R&D Programme 2006
- Ruhrgas (2005): E.ON Ruhrgas: Heruntergeladen unter www.ruhrgas.de
- RWE Rheinbraun/Vattenfall Europe (2003): Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge
- Santos, S.; Davison, J. (2006): Review of CO₂ Capture Technology Roadmap for Power Generation Industry. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 18th January 2006, Cheltenham, UK
- Schlattmann, C. (2006): Anforderungen an den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland, Masterarbeit Fern-Universität Hagen
- Schmidt, M.; Häuslein, A. (Hrsg.) (1997): Ökobilanzierung mit Computerunterstützung. Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto. Berlin: Springer. ISBN 3-89518-163-3
- Schüwer, D. (1997): Abgrenzung der Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen mit protonenleitender Membran im stationären Einsatz. Studienarbeit am Lehrstuhl für Nukleare und Neue Energiesysteme der Ruhr-Universität-Bochum, August 1997
- Sekar, R.; Parsons, J.E.; Herzog, H.J.; Jacoby, H.D. (2005): Future Carbon Regulations and Current Investment in Alternative Coal-Fired Power Plant Designs. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change. Report No. 129
- SPD Bundestagsfraktion (2003): Energiepolitische Agenda 2010. Innovativ, sicher und nachhaltig. Beschluss der SPD-Bundestagsfraktion von 16.10.03. Berlin. Verfügbar unter http://www.spdfraktion.de/cnt/rs/rs_dok/0,31922,00.html
- Smetacek, V. (2004): Eisendüngung im Ozean mindert Kohlendioxid-Menge nur minimal, dpa Meldung vom 7.4.2004 unter: www.pro-physik.de/Phy/External/PhyH/1,2-10-0-0-1-display_in_frame-0-0-,00.html?recordId=4237&table=NEWS
- SRU – Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (2000): Umweltgutachten 2000, Berlin
- SRU – Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (2004): Umweltgutachten 2004: Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern, Berlin, Mai 2004
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2000): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1999. Essen und Köln
- Statoil (2004): Carbon dioxide storage prized. Pressemeldung, 18.12.2000, aktualisiert 26.01.2004: <http://www.statoil.com/STATOILCOM/STVG00990.nsf/UNID/01A5A730136900A3412569B90069E947?opendocument>, sowie weitere Meldungen und Jahresberichte von Statoil
- SteinkohlePortal.de (2006): Grubengas: Energiequelle mit eingebautem Klimaschutz. www.steinkohle-portal.de/content.php?id=276&lang=de (17.02.2006)
- TAB (2006): Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages: Informationen zur Vergabe von Gutachten im Rahmen des Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Berlin
- Thackeray, F. (2000): Fischer-Tropsch Gas-to-Liquids, Prospects and Implications, SMI Publ. Ltd. London

- Tol, R.S.J.: Europe's long-term climate target: A critical evaluation. *Energy Policy*, in press
- Transpetrol GmbH (2005): persönliche Mitteilung
- Thyssen-Nordseewerke (2005): Gastanker <http://www.thyssen-nordseewerke.de/d/prod/gastanker.html> (24.10.2005)
- Umweltbundesamt – UBA (1995): Ökobilanz für Getränkeverpackungen. UBA-Texte 52/95. Berlin
- Umweltbundesamt – UBA (1999): Bewertung in Ökobilanzen. UBA-Texte 92/99. Berlin
- Umweltbundesamt – UBA (2003): Emissionsfaktoren für CO₂ in Deutschland. Berlin
- Umweltbundesamt – UBA (2006): Potenzial und Anforderungen an die technische CO₂-Abscheidung und Speicherung – Welchen Beitrag könnte die CO₂-Abscheidung und Speicherung auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Energiesystem leisten? Positionspapier des Umweltbundesamtes. Dessau. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3074.pdf> (26.09.2006)
- Umweltbundesamt – UBA (2006a) (Hrsg.): In: Radgen, P.; Cremer, C.; Warkentin, S.; Gerling, P.; May, F.; Knopf, S.: Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Deponierung, Abschlussbericht, Dessau
- Umweltbundesamt – UBA (2006b) (Hrsg.): In: Ramesohl, S.; Fishedick, M.; Pehnt, M.; Nitsch, J.; Viebahn, P.; Knörr W. u.a.: Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe. WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, DLR Stuttgart. Studie im Auftrag des UBA (FKZ 203 45 118), Berlin, März 2006. Unveröffentlicht
- Ullmann's (2002): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Gas treatment, Article online posting: http://www.mrw.interscience.wiley.com/ueic/articles/a12_169/sect5-fs.html
- Umweltinstitut München e.V. (2004): Gentechnik-Bäume gegen den Klimakollaps?, www.umweltinstitut.org/frames/gen/gentechwald.htm
- Union (2002): CDU und CSU in einem gemeinsamen Papier: Lebenswerte Umwelt und gesunde Ernährung – für uns und unsere Kinder. Berlin
- Vagnetti, R. (2005): Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. DOE/NETL-2006/1227, www.netl.doe.gov/technologies/hydrogen_clean_fuels/refshelf/pubs/H2_from_Coal_LNG_Final.pdf
- VGB-PowerTech (2002): Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Kraftwerken – eine Literaturstudie. Sachstandsbericht der VGB-Projektgruppe „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“, Essen, August 2002
- VGB PowerTech e.V. (2004): CO₂ Capture and Storage – VGB Report on the State of the Art. Essen, 2004
- Viebahn, P. (2004): SOKRATES-Projekt, AP 2.2 Technologievergleich: Ökobilanzen von SEGs-, FRESNEL- und DSG-Kollektoren. Stuttgart
- von Weizsäcker, C.C. (2004): Was kommt nach „Kyoto“? Konturen eines zukünftigen „echten“ Klima-Abkommens. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 12, Dezember 2004
- VTG Aktiengesellschaft (2004): 62 m3 – Druckgas-Kesselwagen, 2. Ausgabe vom 25.04.2004, VTG AG, Hamburg
- VTG Aktiengesellschaft (2005): Block Train, <http://www.vtg-rail.de/> zuletzt aufgerufen am 30.08.2005
- WBGU (2003): (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen): Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit. Hauptgutachten. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag. ISBN 3-540-40160-1. www.wbgu.de/wbgu_jg2003.html
- WBGU (2006): Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer. WBGU. Berlin
- WEC (2000): World Energy Council, UNDP: World Energy Assessment: energy and the challenge of sustainability. UNDP
- Williams, R. H. (2002): Decarbonized fossil energy carriers and their energy technology competitors. In: IPCC 2002
- Williams, R. H. (2003): Progress in IOR Technology, Economics Deemed Critical to Staving Off World's Oil Production Peak. *Oil & Gas Journal*, Nr. 101/30, 04.08.2003, S. 18–25

- Wilson, E.J.; Johnson, T.L.; Keith, D.W. (2003): Regulating the Ultimate Sink: Managing the Risks of Geologic CO₂ Storage. *Environmental Science & Technology* 37, 3476–3483
- Wilson, E.; Keith, D.; Wilson, M. (2004): Considerations for a Regulatory Framework for Large-Scale Geological Sequestration of Carbon Dioxide: a North American Perspective. In: E.S. Rubin; D.W. Keith; C.F. Gilboy (Hrsg.): *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations*. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme.
- Wolf-Gladrow, D.; Riebesell, U.; Burkhardt, S.; Bijma, J. (1999): Direct effects of CO₂ concentration on growth and isotopic composition of marine plankton. *Tellus*, Bd. 51B, 1999, S. 461–476.
- Wolf-Gladrow, D. (2004): Persönliche Kommunikation am 27.10.04
- WI/DLR (2002): Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, DLR Institut für Thermodynamik: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt, Wuppertal, Stuttgart, Juni 2002
- WI, MPI (2004): Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie und Max-Planck-Institut für Chemie: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Projekt im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. Wuppertal, Mainz. <http://www.wupperinst.org/download/1203-report-de.pdf> (26.09.2006)
- WI (2006): Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie: UN Workshop on Carbon Capture and Storage as a CDM Project Activity. In: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (Hrsg.): JIKO Info 3/06, S. 1–3
- WWF (2004): World Wide Fund Position Paper: Carbon Capture and Storage from Fossil Fuels. www.wwf.de
- WWF (2005): Präsentation von R. Günther, WWF: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- Yamada, Y.; Ikeda, T. (1999): Acute toxicity of lowered pH to some oceanic zooplankton. *Plankton Biol. Ecol.* 46, 62–67
- ZSW (1996): ZSW-Studie: „CO₂-Rückhaltesysteme für Fahrzeuge“, Industrierauftrag

Weitere, nicht direkt zitierte Literatur

- Enquete-Kommission (2002): Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages. Berlin
- Freund, P.; Kaya, Y.; Lior, N. (Hrsg.) (2004): 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Kyoto, Japan, 1–4 October 2002. In: *Energy* 29 (9-10) 1237–1657. Elsevier
- Hendriks, Chris (1994): *Carbon Dioxide Removal from Coal-Fired Power Plants*. Dordrecht/Boston/London: Kluwer Academics Publishers. ISBN 0-7923-3269-5
- Hendriks, Chris; Turkenburg, Wim C. (1997): Auf dem Weg zur Erfüllung der CO₂-Emissionsziele: Die Rolle der CDR-Technologie. The IPTS Report Nr. 16, Juli 1997. Sevilla
- May, Franz; Gerling, Johannes Peter; Krull, Paul (2002): Untertagespeicherung von CO₂. In: *PowerTech* 8/2002, S. 45–50
- Riemer, H. Audus; Smith, A.: IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, Carbon Dioxide Capture from Power Stations
- RWE Rheinbraun; Vattenfall Europe (2003): Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge

